

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Отделение/НОЦ Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Профиль Тепловые электрические станции

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы			
Замена электропривода питательного насоса энергоблока Т-180/210-12,7 на турбопривод			
УДК 621.311.22.002.5:621.65 Студент			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б3А2	Емельянов Дмитрий Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	С.А Шевелев	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель Отделения социально- гуманитарных наук	Н.Г. Кузьмина	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент Отделения контроля и диагностики	М.В. Василевский	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	М.А. Вагнер	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель Отделения/НОЦ/ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	А.М. Антонова	к.т.н., доцент		

Томск – 2018 г.

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы бакалавриата, указанными в ФГОС ВПО по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
	Универсальные компетенции
P1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности.
P2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении комплексных инженерных задач.
P3	Демонстрировать личную ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения комплексной инженерной деятельности с соблюдением правовых, социальных, экологических и культурных аспектов.
P4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.
P5	К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
P6	Осознавать необходимость и демонстрировать способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни, непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.
	Профессиональные компетенции
P7	Применять базовые математические, естественнонаучные, социально-экономические знания в профессиональной деятельности в широком (в том числе междисциплинарном) контексте в комплексной инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.
P8	Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач комплексного инженерного анализа с использованием базовых и специальных знаний, нормативной документации, современных аналитических методов, методов математического анализа и моделирования теоретического и экспериментального исследования.
P9	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок объектов производства тепловой и электрической энергии, выполнять комплексные инженерные проекты с применением базовых и специальных знаний, современных методов проектирования для достижения оптимальных результатов, соответствующих техническому заданию с учетом нормативных документов, экономических, экологических, социальных и других ограничений.
P10	Проводить комплексные научные исследования в области производства тепловой и электрической энергии, включая поиск необходимой информации, эксперимент, анализ и интерпретацию данных, и их подготовку для составления обзоров, отчетов и научных публикаций с применением базовых и специальных знаний и современных методов.

P11	Использовать информационные технологии, использовать компьютер как средство работы с информацией и создания новой информации, осознавать опасности и угрозы в развитии современного информационного общества, соблюдать основные требования информационной безопасности.
P12	Выбирать и использовать необходимое оборудование для производства тепловой и электрической энергии, управлять технологическими объектами на основе АСУТП; использовать инструменты и технологии для ведения комплексной практической инженерной деятельности с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.
	Специальные профессиональные
P13	Участвовать в выполнении работ по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов теплоэнергетического производства, контролировать организацию метрологического обеспечения технологических процессов теплоэнергетического производства, составлять документацию по менеджменту качества технологических процессов на производственных участках.
P14	Организовывать рабочие места, управлять малыми коллективами исполнителей, к разработке оперативных планов работы первичных производственных подразделений, планированию работы персонала и фондов оплаты труда, организовывать обучение и тренинг производственного персонала, анализировать затраты и оценивать результаты деятельности первичных производственных подразделений, контролировать соблюдение технологической дисциплины.
P15	Использовать методики испытаний, наладки и ремонта технологического оборудования теплоэнергетического производства в соответствии с профилем работы, планировать и участвовать в проведении плановых испытаний и ремонтов технологического оборудования, монтажных, наладочных и пусковых работ, в том числе, при освоении нового оборудования и (или) технологических процессов.
P16	Организовывать работу персонала по обслуживанию технологического оборудования теплоэнергетического производства, контролировать техническое состояние и оценивать остаточный ресурс оборудования, организовывать профилактические осмотры и текущие ремонты, составлять заявки на оборудование, запасные части, готовить техническую документацию на ремонт, проводить работы по приемке и освоению вводимого оборудования.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Отделение/НОЦ Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Профиль Тепловые электрические станции

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель профиля
А.М. Антонова

(Подпись)

(Дата)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б3А2	Емельянову Д.А.

Тема работы:

Замена электропривода питательного насоса энергоблока Т-180/210-12,7 на турбопривод	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

1 июня 2018 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Целью обзора является сбор и обобщение информации об опыте применения, современном уровне развития и применение турбоприводов для питательных электронасосов.
Объектом исследования в работе является совокупность схем подключения турбопривода в схему.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Эффективность применения турбоприводов ПЭН на энергоблоках 150-200 МВт 2. Расчет тепловой схемы Т-180-130 с турбоприводом 3. Расчет технико-экономических показателей энергоблока 4. Вопросы финансового менеджмента 5. Вопросы социальной ответственности
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Схемы установок, характеристики и показатели работы</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Н.Г. Кузьмина, старший преподаватель Отделения социально-гуманитарных наук</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>М.В. Василевский, доцент Отделения контроля и диагностики</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>1 декабря 2017года</p>
--	----------------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ</p>	<p>С.А. Шевелев</p>			<p>01.12.17</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-5Б3А2</p>	<p>Емельянов Д.А.</p>		<p>01.12.17</p>

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа _____ 85 _____ с., _____ 16 _____ рис., _____ 12 _____ табл., _____ 23 _____ источников, _____ прил.

Ключевые слова: КОТЕЛ, ТУРБИНА, ТУРБОПРИВОД, НАСОС, ПОДОГРЕВАТЕЛЬ.

Цель работы – Исследовать замену электропривода питательного насоса энергоблока Т-180/210-12,7 на турбопривод

В процессе исследования проводились: анализ схем блоков 150-200 МВт с турбоприводом, расчет тепловой схемы Т-180-130 с турбоприводом

В результате получили что применение турбопривода позволяет уменьшить расход электроэнергии на собственные нужды блока и позволяет улучшить регулирование питательного насоса

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	8
1 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТУРБОПРИВОДОВ ПИТАТЕЛЬНЫХ НАСОСОВ НА ТЭЦ И ЭНЕРГОБЛОКАХ 150 - 200 МВт ТЭС	10
1.1 Турбоприводы питательных насосов ТЭЦ с поперечными связями	11
1.2 Турбоприводы питательных насосов для блоков 150-200 МВт ТЭС	16
2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ Т-180-130 С ТУРБОПРИВОДОМ	25
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	54
3.2.6 Накладные расходы.....	58
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	63
5 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	84

ФЮРА.311163.001.ТЗ Схема энергоблока Т-180-130 с турбоприводом

ВВЕДЕНИЕ

Питательные насосы, наряду с котельным агрегатом и турбиной, относятся к основному и наиболее ответственному энергетическому оборудованию тепловой электростанции и являются основными потребителями энергии собственных нужд. Так, для блоков с турбинами К-160-130 и К-200-130 на параметры пара 12,74 МПа (130 ата) расход энергии на привод насоса составляет (2–2,5) % от полезной мощности энергоблока.

Режимы работы питательных насосов в значительной мере определяют экономичность работы энергоблоков ТЭС. Решение вопросов эффективного регулирования производительности и напора питательных насосов, позволяющих уменьшить износ самого насоса, трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры, снизить потребление собственных нужд, является в настоящее время одним из основных факторов, обеспечивающих надежность работы, экономичность и маневренность котлотурбинного оборудования.

Для подачи питательной воды в котел на энергоблоках мощностью 150–200 МВт применяются питательные насосы с электроприводом (ПЭН). В настоящее время многие из указанных энергоблоков по различным причинам работают с неполной нагрузкой – из-за качества топлива, технического состояния котельного агрегата, участия в регулировочном режиме энергосистемы. При работе энергоблока в режиме частичной нагрузки, ПЭН работает при постоянных оборотах, а регулирование его напора и расхода осуществляется регулятором производительности котла (РПК), перепад давлений на котором, при соответствующем уменьшении расхода, повышается. При этом имеет место чрезмерное потребление электроэнергии электроприводом питательного насоса.

Целью данной работы является исследование замены электропривода питательного насоса энергоблока Т-180/210-12,7 на турбопривод.

Задачами работы являются:

1. Рассмотреть схемы с турбоприводами, применяемые на станции на блоках 150-200 МВт.

2. Рассмотреть варианты подключения турбопривода
3. Произвести расчет блока турбины Т-180-130 с турбоприводом, рассчитать его экономичность

1 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТУРБОПРИВОДОВ ПИТАТЕЛЬНЫХ НАСОСОВ НА ТЭЦ И ЭНЕРГОБЛОКАХ 150 - 200 МВт ТЭС

На современных тепловых электростанциях с высокими и сверхкритическими параметрами питательный насос является одним из основных элементов оборудования, оказывающим существенное влияние на экономичность и надежность эксплуатации электростанции. С повышением параметров и единичных мощностей блоков производительность питательных насосов и развиваемый ими напор значительно увеличиваются. При этом мощность возрастает настолько, что эти насосы становятся основными потребителями электроэнергии собственных нужд на станции. Так, для энергоблоков с турбинами типа К-160-130 и К-200-130 расход энергии на привод составляет 1,7- 2,0 % вырабатываемой мощности энергоблока.

Решение вопросов эффективного регулирования производительности и напора питательных насосов, позволяющих уменьшить износ самого насоса, трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры, снизить потребление собственных нужд, является в настоящее время одним из основных факторов, обеспечивающих надежность работы, экономичность и маневренность котлотурбинного оборудования.

В настоящее время на ТЭЦ с поперечными связями, а также на энергоблоках 150-200 МВт ТЭС для подачи питательной воды в котел применяются питательные насосы с электроприводом (ПЭН). Регулирование их производительности осуществляется преимущественно регулятором питания котла (РПК). При таком дроссельном регулировании снижение расхода питательной воды сопровождается повышением давления в сети и увеличением перепада давлений на РПК, что приводит к значительным потерям и чрезмерному потреблению электроэнергии приводом ПЭНа.

Более экономичное регулирование производительности питательного насоса возможно осуществить при изменении числа его оборотов с помощью

турбопривода, частотного регулятора (ЧР) или гидромукты (ГМ). Вопросы применения гидромукты, а также частотных регуляторов на ТЭЦ и ТЭС рассмотрены в литературе [1 -5].

В работе рассматривается техническая возможность и экономическая целесообразность применения турбоприводов питательных насосов (ТПН) в условиях ТЭЦ с поперечными связями и на энергоблоках ТЭС, а также особенности, которые должны быть учтены при принятии решения об установке турбоприводов.

1.1 Турбоприводы питательных насосов ТЭЦ с поперечными связями

В течение 5-6 последних лет в ряде публикаций и докладов на конференциях рассматривались вопросы применения турбопривода на ТЭЦ, и приведенные в них данные свидетельствовали о технической возможности и экономической целесообразности такого внедрения [6, 7]. Экономическое обоснование при этом основывалось на следующих факторах.

1. Для ТЭЦ с параметрами пара 8,82 и 13,72 МПа (90 и 140 ата) характерно наличие турбин типа ПТ и Р для выработки пара 0,78-1,27 МПа (8-13 ата) на производственные нужды сторонних потребителей. В настоящее время наблюдается устойчивая тенденция снижения потребителей пара производственных параметров, в результате чего турбины типа ПТ оказываются недогруженными по свежему пару, а турбины типа Р зачастую приходится останавливать. В данном случае установка турбопривода, питающегося паром производственных параметров из коллектора 0,78 - 1,27 МПа (8-13 ата), позволяет увеличить нагрузку «П» отборов турбин, догрузить турбины по свежему пару и увеличить отпуск электрической энергии, а также обеспечить покрытие дополнительных теплофикационных нагрузок выхлопным паром турбопривода (сброс пара осуществляется в теплофикационный коллектор 0,12-0,196 МПа (1,2 - 2 ата). Такая схема включения ТПН приведена на рисунке 1.1.

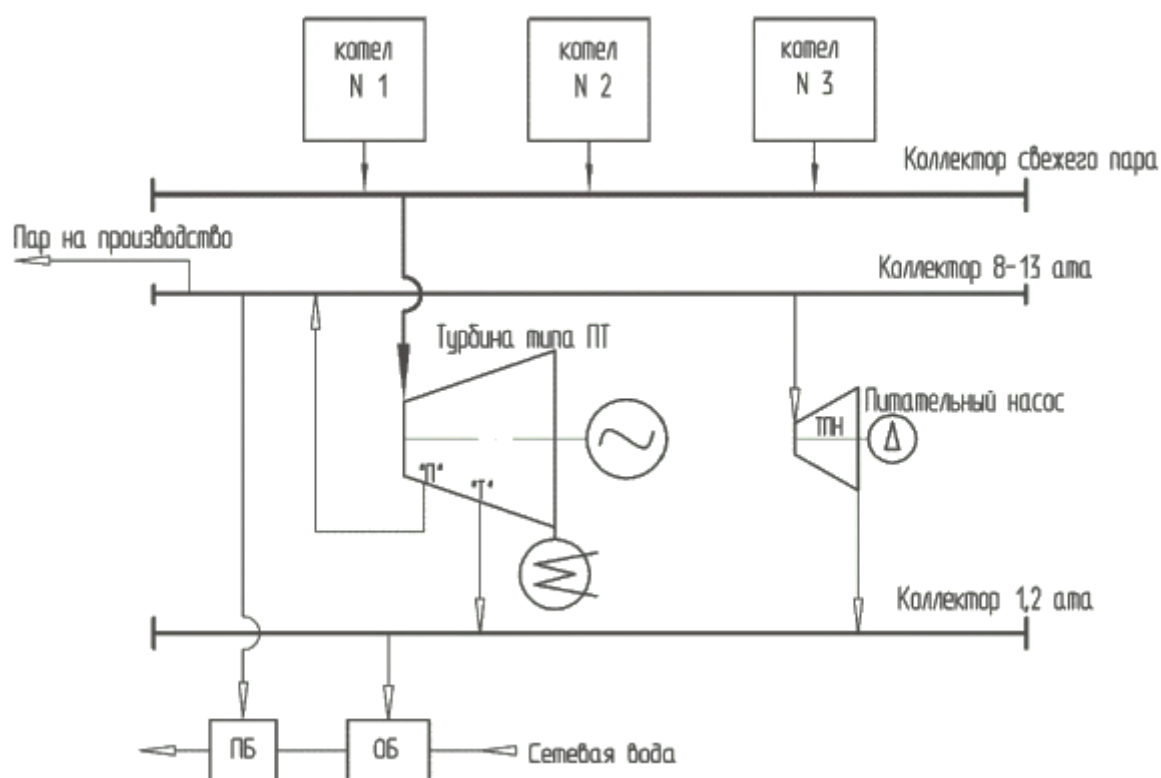


Рисунок 1.1- Схема включение ТПН на ТЭЦ

2. Регулирование мощности и производительности насосов путем изменения числа оборотов является более экономичным, чем дросселирование арматурой на напоре насоса.

Эти факторы, в основном, и определили создание, а также пилотное применение ТПН на нескольких электростанциях.

При обосновании технико-экономических показателей в указанных выше публикациях не был учтен ряд важных факторов, имеющих решающее значение для оценки эффективности использования ТПН на ТЭЦ. Результаты испытаний и анализ эксплуатации ТПН на реализованных объектах также показали, что применение турбопривода в составе ТЭЦ не всегда целесообразно вследствие следующих особенностей.

1. Особенности гидравлического режима ТЭЦ ТЭЦ, имеющие поперечные связи по свежему пару и питательной воде, как правило, укомплектованы группой питательных насосов, имеющих одинаковую напорную характеристику и работающих параллельно. При замене

электропривода одного из них на турбопривод, напорные характеристики насосов становятся различными. В такой ситуации разгрузка ТПН и снижение его напора приводит к увеличению производительности остальных насосов и соответствующему увеличению потребления ими электроэнергии. Диапазон изменения давления в коллекторе питательной воды при параллельной работе насосов с электроприводом и турбоприводом крайне мал из-за возникновения эффекта «запирания» ТПН более высоконапорными насосами с электроприводом.

На рисунке 1.2- приведен график параллельной работы трех насосов на общий коллектор питательной воды.

При параллельной работе насосов точка А (пересечение гидравлической характеристики сети и суммарной напорной характеристики насосов) соответствует номинальному расходу $Q_{ном}$ и давлению $P_{ном}$. Для уменьшения расхода питательной воды можно плавно снижать обороты одного из насосов, в результате чего процесс будет смещаться по линии характеристики сети из точки А в точку С (пунктирной линией показано изменение напорной характеристики одного из насосов при изменении его оборотов). В интервале А - В снижение мощности насоса пропорционально изменению числа его оборотов в третьей степени. В точке В расход через третий насос становится минимально допустимым и для предотвращения его перегрева открывается линия рециркуляции. Таким образом, при дальнейшем снижении оборотов в интервале В - С насос будет работать с «паразитным» расходом воды (за счет рециркуляции) и мощность насоса будет снижаться в значительно меньшей степени, чем в интервале А - В. Видно, что при параллельной работе нескольких насосов возможный диапазон регулирования оборотов одного из них оказывается крайне мал. Кроме того, при снижении оборотов одного насоса уменьшение расхода воды с $Q_{ном}$ до Q_1 вызывает уменьшение давления от $P_{ном}$ до P_1 что приводит к увеличению производительности каждого из двух других насосов на величину Q_2 (суммарно на Q_3) и, следовательно, ведет к

увеличению их мощности. Это дополнительно снижает суммарный экономический эффект.

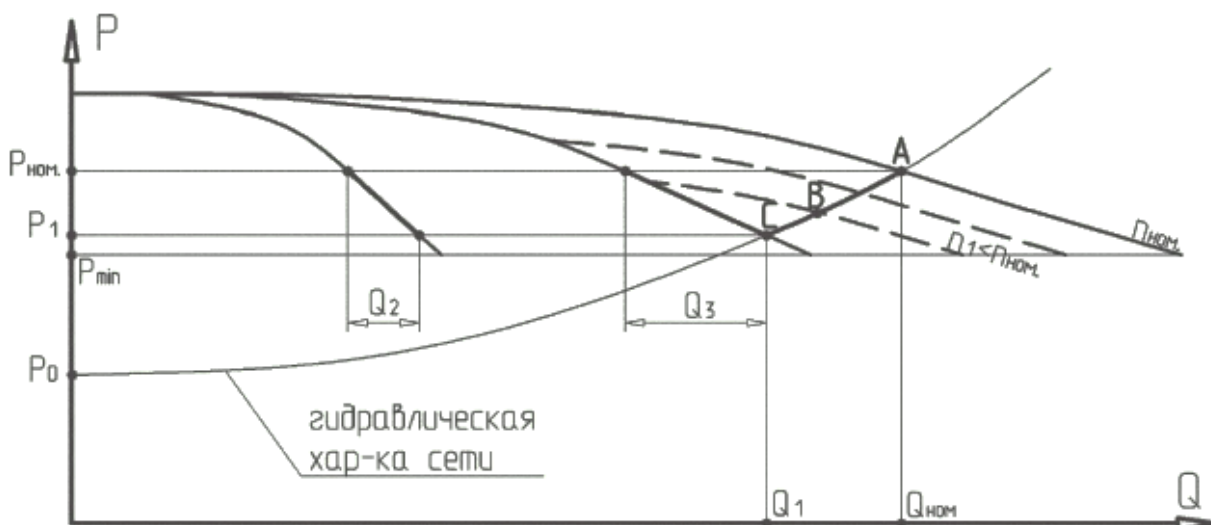


Рисунок 1.2- График параллельной работы трех насосов на общий коллектор питательной воды

Из рисунка 1.2 также видно, что возможный диапазон снижения давления в коллекторе ограничен величиной P_{MIN} , определяемой крайней точкой напорной характеристики первых двух насосов. Третий насос с регулируемыми оборотами не может обеспечить снижение давления ниже этой величины. Для значительного снижения напора необходимо отключать высоконапорные электронасосы и включать низконапорные (имеющие меньшее количество рабочих колес). Эти манипуляции не упрощают эксплуатацию, а эффект от регулирования оборотами с помощью ТПН в данном случае минимален.

Следует заметить, что данная особенность гидравлического режима ТЭЦ является ограничением по отношению ко всем возможным видам регулирования оборотов насоса, в том числе к частотным регуляторам и гидромуфтам.

2. Особенности эксплуатационных тепловых режимов ТЭЦ.

Одним из аргументов при обосновании применения ТПН на ТЭЦ являлась недогруженность турбин типа ПТ по свежему пару, связанная с ограниченной пропускной способностью отсеков среднего давления этих турбин. В данном случае ТПН целесообразно включать в работу только при достижении полной загрузки проточной части среднего давления всех турбин ТЭЦ (типа ПТ) и дефиците пара теплофикационных параметров.

Такие режимы работы ТЭЦ кратковременны и имеют место при пиках теплофикационной и электрической нагрузки в наиболее холодный период года.

Кроме того, многие ТЭЦ работают по наиболее экономичному тепловому графику с минимальной выработкой конденсационной мощности и в этом случае применение ТПН нецелесообразно в связи с малым временем возможного его использования.

3. Сравнительная экономичность турбин ТЭЦ и ТПН

При недогруженных отсеках среднего давления основных турбин использовать ТПН не экономно, т.к. КПД проточной части ТПН всегда несколько ниже, чем КПД проточной части среднего давления основной турбины. Кроме того, потери давления в подводящих и отводящих трубопроводах и органах парораспределения ТПН приводят к уменьшению используемого теплоперепада, что приводит, в свою очередь, к увеличению расхода пара на ТПН для выработки необходимой электрической мощности. В результате каждая тонна пара в ТПН вырабатывает меньшую мощность, чем в части среднего давления основной турбины, вследствие чего отбор пара на ТПН приводит к снижению суммарной мощности.

4. Особенности включения ТПН в схему ТЭЦ

В соответствии с рис. 1 подача пара на ТПН предполагается из коллектора производственных отборов, а выхлоп - в коллектор теплофикационных отборов с постоянными давлениями в них, соответственно, 0,78-1,27 МПа (8-13 ата) и 0,12-0,196 МПа (1,2-2 ата). При таком подключении эффективная работа турбопривода имеет место только при максимальной мощности ТПН,

спроектированного для указанного перепада давлений.

Для уменьшения нагрузки турбопривода приходится снижать на него расход пара путем прикрытия регулирующего клапана на входе в ТПН, что приводит к значительному снижению КПД турбопривода по состоянию перед его стопорным клапаном вследствие дросселирования. Таким образом, возникает ситуация, когда теоретически турбопривод должен обеспечивать максимальную экономичность как раз на режимах глубокой разгрузки, однако в реальных условиях на этих режимах он работает с крайне низкой экономичностью.

Учитывая вышеперечисленные факторы, целесообразность применения ТПН на ТЭЦ с поперечными связями не является очевидной и должна определяться строго индивидуально для конкретных условий и режимов работы турбин ТЭЦ, с проведением соответствующих тщательных технико-экономических расчетов и фактического срока окупаемости затрат.

1.2 Турбоприводы питательных насосов для блоков 150-200 МВт ТЭС

Для энергоблоков большой мощности 300-800 МВт применение турбопривода питательного насоса является типовым решением.

На блоках меньшей мощности по различным причинам ТПН применение не получил. Однако в настоящее время, при изменении структуры энергопотребления, графиков покрытия электрических нагрузок, подорожании топлива и электроэнергии существует техническая возможность и экономическая целесообразность установки ТПН на энергоблоках 150-200 МВт ТЭС.

На сегодняшний день многие энергоблоки 150-200 МВт по различным причинам работают с неполной нагрузкой - из-за качества топлива, технического состояния котельного агрегата, участия в регулировочном режиме энергосистемы. Работа в режиме глубоких разгрузок характеризуется значительными потерями при дроссельном регулировании

производительности ПЭН и приводит к ухудшению удельных показателей энергоблока. Для повышения экономичности на блочных ТЭС зачастую применяют регулирование оборотами питательного насоса с помощью гидромуфт, однако, как показывает эксплуатация, они имеют низкую надежность. В то же время, значительной мощности насосов (3500-4000 кВт) соответствует также значительная величина возможного снижения энергопотребления при регулировании оборотов с помощью турбопривода, который заметно экономичнее и надежнее гидромуфты.

В отличие от схем трубоприводов питательной воды ТЭЦ с поперечными связями, в которых все насосы имеют примерно одинаковую напорную характеристику и работают параллельно на общий коллектор, на энергоблоках 150-200 МВт подача питательной воды в котел обеспечивается, как правило, одним насосом. В данном случае диапазон регулирования оборотов насоса энергоблока не ограничивается работой других насосов.

На рисунке 3 представлен график работы питательного насоса в составе энергоблока.

Из рисунка 1.3 видно, что рабочая точка А, соответствующая номинальным расходу $Q_{\text{ном}}$ и давлению $P_{\text{ном}}$, при снижении оборотов насоса (штрихпунктирные линии) может смещаться по характеристике сети вплоть до точки В, в которой расход становится минимально допустимым и включается линия рециркуляции. Следует заметить, что разгрузка энергоблока в основном ограничена надежностью работы котла (по условию обеспечение выхода шлака, исключения обрыва факела и др.) и, как правило, ограничена 50% от номинальной мощности. Меньшая нагрузка энергоблока наблюдается только при его пусках и остановках и обеспечивается пусковыми электронасосами. Таким образом, основной питательный насос, на котором предлагается установить турбопривод, принципиально не может попасть в область малых расходов, где требуется включение рециркуляции. Вследствие этого, в условиях блочных ТЭС плавное регулирование оборотов и изменение производительности основного питательного насоса возможно

осуществить во всем рабочем диапазоне нагрузок энергоблока при почти полном исключении дросселирования на РПК.

В зависимости от параметров пара перед турбоприводом и за ним, наличия или отсутствия стационарных потребителей редуцированного пара, а также режимов работы основной турбины, возможны несколько вариантов включения ТПН в тепловую схему энергоблока.

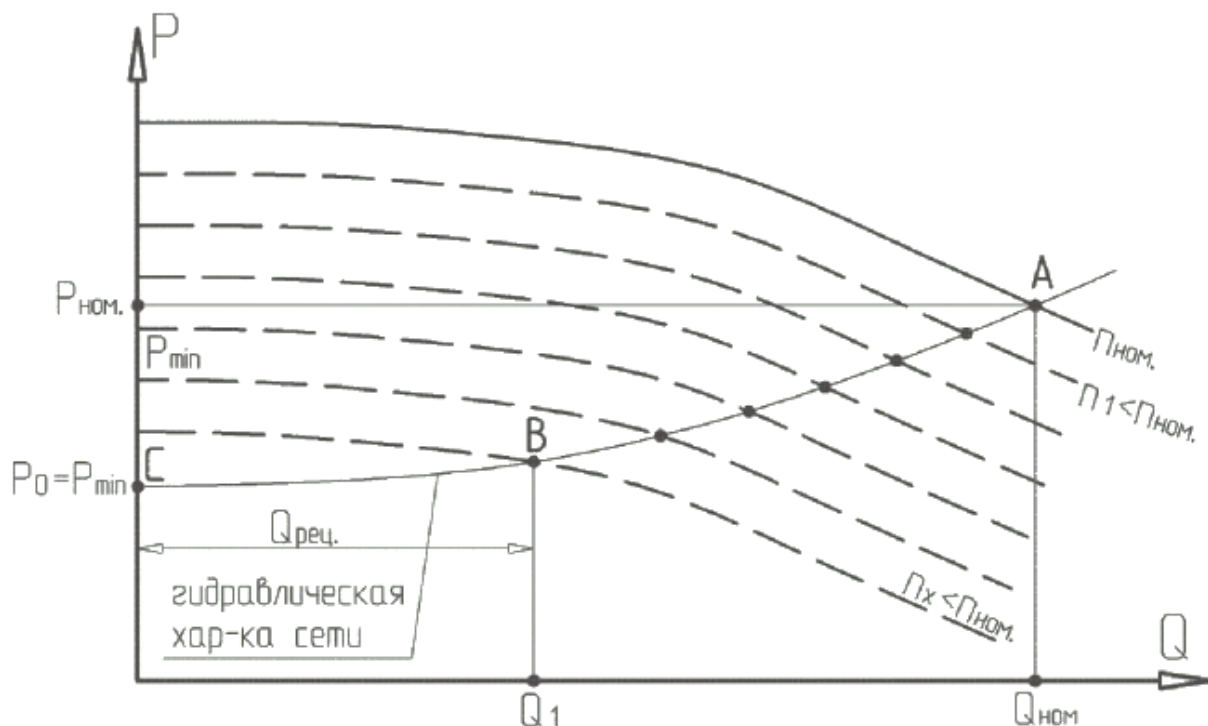


Рисунок 1.3- График работы питательного насоса в составе энергоблока

Вариант 1. Питание турбопривода свежим паром от котла и сброс отработанного пара в стационарный коллектор собственных нужд
Как правило, пар в стационарный коллектор собственных нужд (1,27 МПа) поступает из ХПП турбин через РОУ. В рассматриваемом варианте предполагается установка ТПН, питающегося свежим паром от котла и осуществляющего выхлоп отработанного пара в коллектор 1,27 МПа с замещением отборов пара из ХПП основной турбины. В случае, когда потребитель пара собственных нужд временно отсутствует (например, в летний период), можно осуществлять выхлоп ТПН в 3-й регенеративный

отбор турбины на соответствующий ПВД. Принципиальная схема представлена на рисунке 1.4.

Такой вариант подключения турбопривода может иметь дополнительное преимущество по увеличению мощности энергоблока в случае, если имеется резерв по паропроизводительности котлоагрегата. В случае, когда максимальная мощность энергоблоков ограничена пропускной способностью турбины, установка ТПН позволяет увеличить выработку электроэнергии сверх максимально возможной. Турбопривод, питаясь свежим паром от котла, увеличивает его паровую нагрузку (при соответствующем увеличении расхода топлива). При этом, во-первых, применение турбопривода позволяет полностью устранить потребление электроэнергии на привод питательного насоса, во-вторых, выхлоп пара ТПН в станционный коллектор 1,27 МПа замещает отбор пара из ХПП турбины и обеспечивает покрытие потребностей в паре собственных нужд. Замещение пара отбора из ХПП и исключение электропривода питательного насоса позволяют увеличить максимальную полезную мощность энергоблока до 12-13 МВт при наличии потребителей пара 1,27 МПа в количестве 25- 35 т/ч.

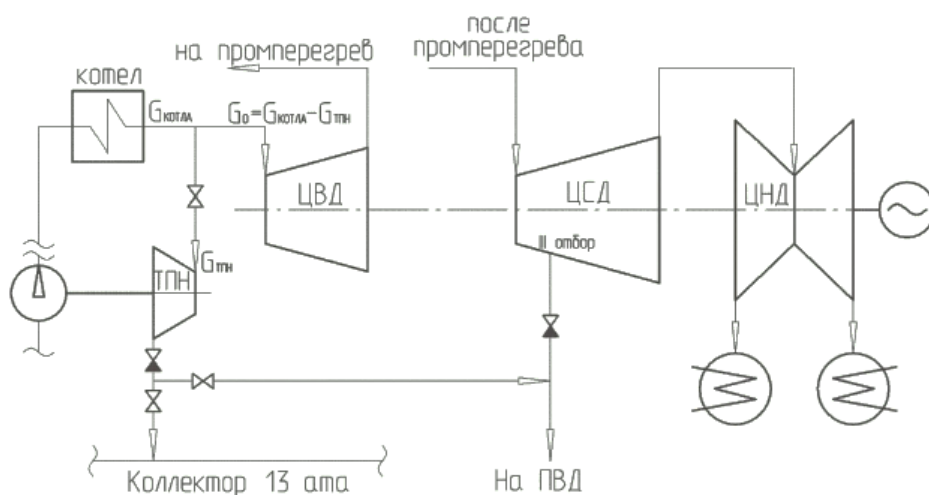


Рисунок 1.4- Схема подключения ТПН с питанием турбопривода свежим паром

Внедрение ТПН позволяет снизить расход электроэнергии на собственные нужды с 10,7% до 7,8% и обеспечить высокую маневренность энергоблока.

Вариант 2. Питание турбопривода паром из 2-го (или 3-го) регенеративного отбора и сброс отработанного пара в проточную часть турбины

В рассматриваемом варианте возможна установка ТПН, питающегося паром из 2-го или 3-го регенеративного отбора турбины. Выхлоп отработанного пара после ТПН осуществляется в проточную часть перед ЦНД турбины. Предлагаемая схема подключения ТПН аналогична схеме, реализованной на энергоблоках мощностью 300 и 500 МВт, и представлена на рисунке 1.5.

В данном варианте имеется возможность дополнительно использовать пар выхлопа ТПН для покрытия тепловых нагрузок, что позволит увеличить установленную тепловую мощность нерегулируемых теплофикационных отборов основной турбины. Выхлопной пар турбопривода может обеспечить дополнительный отпуск тепла в размере 20-25 Гкал/ч.

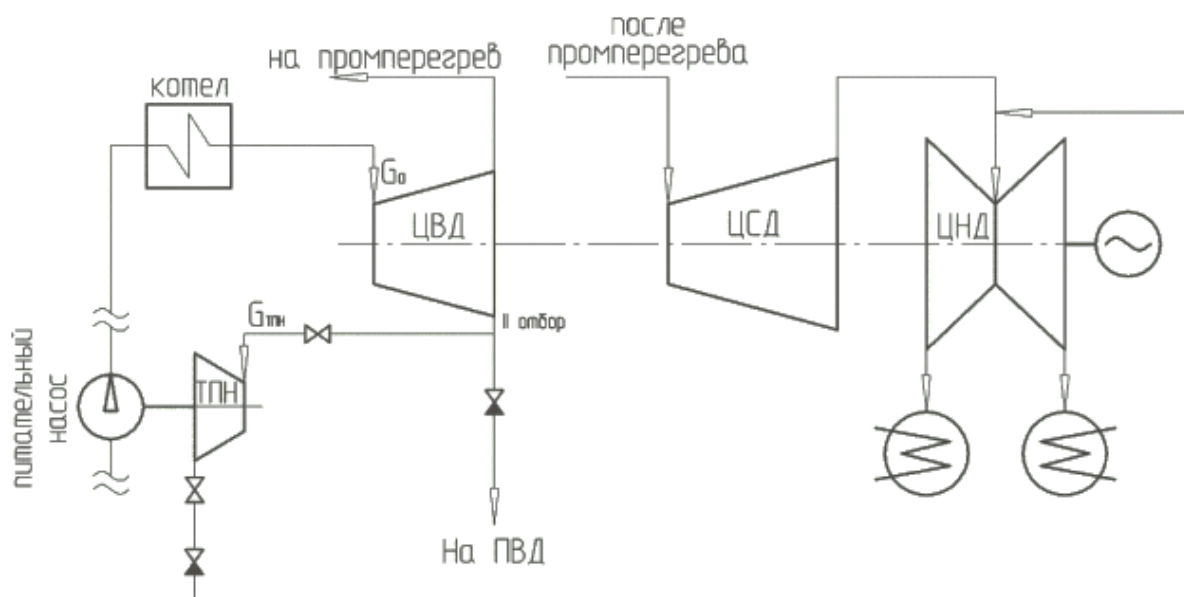


Рисунок 1.5- Схема питания турбопривода паром из 2-го (или 3-го) регенеративного отбора со сбросом отработанного пара в проточную часть турбины

Вариант 3. Питание турбопривода паром из 2-го (или 3-го) регенеративного отбора и сброс отработанного пара в конденсатор турбины

Данный вариант аналогичен предыдущему, однако выхлоп отработанного пара ТПН осуществляется не на вход в ЦНД, а в конденсатор. Поскольку на некоторых режимах работы турбопривода с малыми расходами возможно повышение температуры выхлопного пара до 100 °С, в данной схеме предусматривается установка впрыскивающего пароохладителя. Кроме того, сброс пара в конденсатор позволит организовать схему пуска и набора нагрузки на ТПН от постороннего источника без использования пусковых электронасосов. Подобная схема включения

конденсационного турбопривода (со своим конденсатором) применяется на энергоблоках 800 МВт. Схема включения ТПН по вариантам 2 и 3 имеет значительное преимущество. В отличие от ТЭЦ, где давление на входе и выходе из ТПН фиксировано и равно давлению в «П» и «Т» коллекторах соответственно, работа турбопривода в составе энергоблока происходит на скользящих параметрах вследствие того, что давление в отсеках основной турбины при изменении ее нагрузки устанавливается естественным путем и соответствует этой нагрузке. Благодаря этому при разгрузке основной турбины давление отбираемого на ТПН пара снижается и наблюдается эффект «саморегулирования», когда мощность ТПН также снижается естественным образом. Другими словами, мощность ТПН изменяется пропорционально мощности основной турбины, обеспечивая «саморегулирование» производительности ТПН в широком диапазоне при незначительном регулировании клапанами ТПН, минимальном дросселировании и с сохранением высокой экономичности.

Независимо от схемы включения турбопривода в тепловую схему энергоблока, регулирование оборотов питательного насоса позволяет получить значительный экономический эффект. На рисунке 1.6 представлены графики для трех типов питательных насосов, характеризующие выигрыш

электрической мощности за счет снижения потребления на собственные нужды при регулировании числа оборотов питательных насосов с помощью турбопривода.

Техническое решение с применением ТПН особенно эффективно для блоков, действующих в регулировочном режиме энергосистемы. Повышение экономичности энергоблока и соответствующая экономия топлива позволит снизить выбросы SO_2 , NO_x , CO_2 , CO и пыли, а также уменьшить плату за эти выбросы, особенно с учетом возросших с 2011 г. налоговых ставок.

Внедрение турбопривода питательного насоса особенно актуально при техническом перевооружении энергоблоков 150-200 МВт, в том числе при новом строительстве для работы в составе энергоблоков с котлами ЦКС, спроектированными с возможностью глубокой разгрузки. Так, например, разработанный ХЦКБ двухкорпусный котел Еп-540-13,8-560/560 ЦКС (проектное топливо - рядовой АШ) позволяет обеспечить широкий диапазон регулирования (30-100%) энергоблока без использования высокореакционного топлива на всех режимах работы. Применение турбопривода питательного насоса для работы во всем этом диапазоне позволит обеспечить все вышеперечисленные преимущества ТПН.

Реализацию проекта по созданию турбопривода целесообразно проводить совместными усилиями с заводами-изготовителями турбинного оборудования.

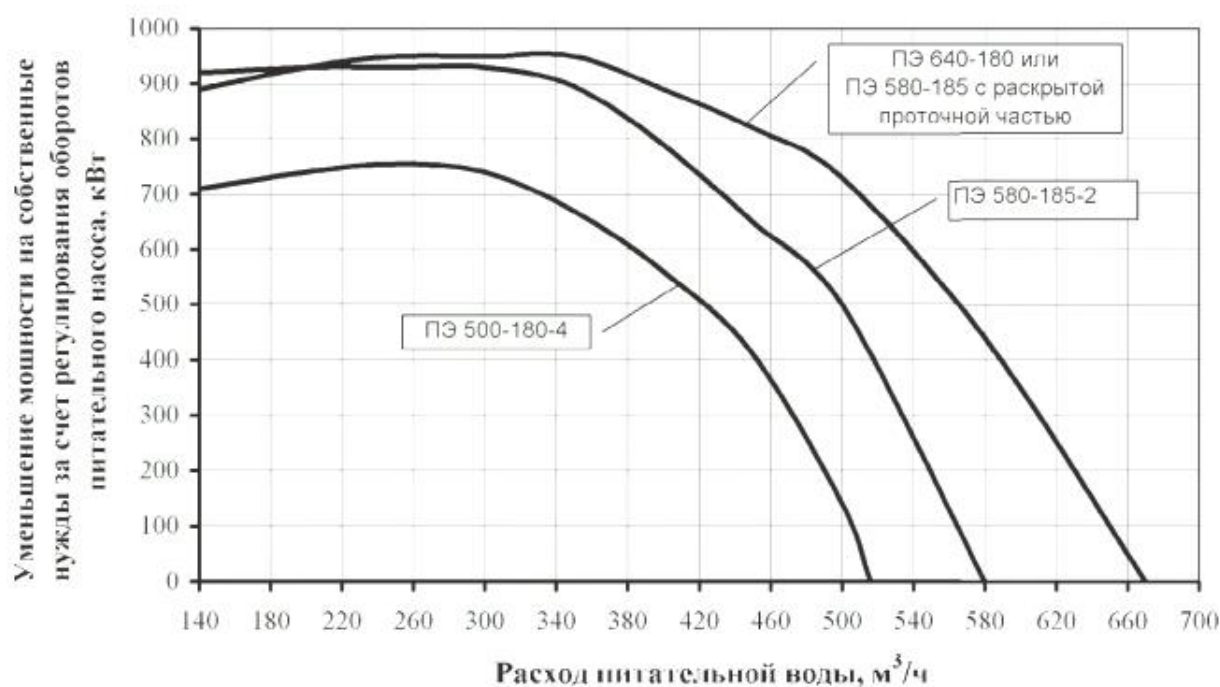


Рисунок 1.6- Графики для трех типов включения питательных насосов

Выводы по разделу:

1. Наличие поперечных связей накладывает определенные ограничения на возможное использование ТПН на ТЭЦ. Экономическая целесообразность применения турбоприводов на ТЭЦ не очевидна и должна определяться строго индивидуально в зависимости от режимов работы турбинного оборудования, графиков тепловых и электрических нагрузок, наличия потребителей редуцированного пара и др.
2. Эффективность турбопривода на энергоблоках 150 - 200 МВт более однозначна, поскольку блочная компоновка снимает ряд ограничений по гидравлическому режиму работы питательного насоса. Снижение электрических собственных нужд за счет регулирования оборотов с помощью ТПН на режимах разгрузки турбины составляет до 750 - 950 кВт, что соответствует экономии топлива до 2600 – 3000 т.у.т./год (в зависимости от типа питательного насоса), в том числе дорогостоящего высокореакционного топлива. Внедрение турбопривода на энергоблоках 150 - 200 МВт позволит обеспечить следующие преимущества:

- благодаря блочной компоновке обеспечивается возможность изменения в широких пределах производительности и напора питательного насоса путем регулирования числа его оборотов при значительном уменьшении энергопотребления;
- обеспечивается эксплуатационная маневренность блока при покрытии широкого диапазона возможных нагрузок;
- возможность работы энергоблока на скользящих параметрах, что в комплексе с корректировкой парораспределения приводит к увеличению электрической мощности основной турбины и экономичности энергоблока в целом. Работа блока на скользящих параметрах с пониженным давлением и температурой благоприятно сказывается на состоянии металла, сроке службы и надежности элементов котла и турбины;
- возможность обеспечения собственных нужд в паре определенных параметров выхлопным паром турбопривода. При этом выводятся из работы неэкономичные РОУ, приводящие к недовыработке электроэнергии.

2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ Т-180-130 С ТУРБОПРИВОДОМ

2.1 Определение расхода пара на турбину Т-180-130 при максимальной тепловой нагрузке 302,5 МВт

Тепловая схема турбины Т-180-130 представлена на рисунке 2.1

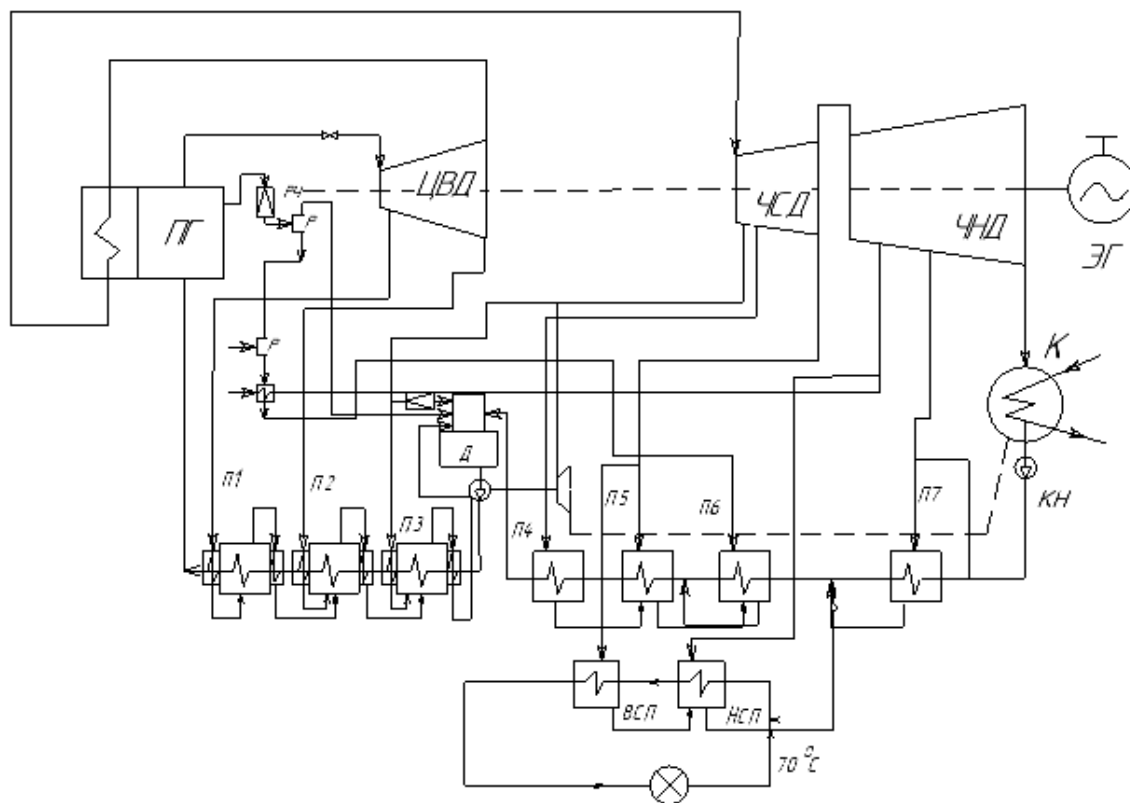


Рисунок 2.1- Тепловая схема турбины Т-180-130

Температуры и давления в отборах представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1- Температуры и давления в отборах

Элемент схемы	Давление в отборе, МПа	Температура, С
П1	4,12	386
П2	2,72	333
П3	1,26	447
П4	0,458	360
П5	0,259	249
П6	0,098	
П7	0,049	
	0,006	

2.1.1 Определение параметров конденсата и воды за подогревателями

Недогрев в ПНД принимаем $\Theta_{\text{ПНД}} = 2^{\circ}\text{C}$.

Недогрев в ПВД принимаем $\Theta_{\text{ПВД}} = 3^{\circ}\text{C}$.

Гидравлические потери в трубопроводе принимаем $\Delta P = 1,05$;

Температура воды, энтальпия воды, энтальпия конденсата в П1

$$P_{\text{П1}} = \frac{P_1}{\Delta P} = \frac{4,12}{1,05} = 3,92 \text{ МПа} - \text{давление пара в подогревателе};$$

$$t_{\text{СП1}} = f(P_{\text{П1}}) = 249,2^{\circ}\text{C} - \text{температура насыщения в подогревателе};$$

$$t_{\text{В1}} = t_{\text{СП1}} - \Theta_{\text{ПВД}} = 249,2 - 3 = 246,2^{\circ}\text{C} - \text{температура воды за подогревателем};$$

$$h'_{\text{П1}} = f(P_{\text{П1}}) = 1082 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия конденсата в подогревателе};$$

$$P_{\text{В}} = 1,3 \cdot P_0 = 1,3 \cdot 12,75 = 16,57 \text{ МПа} - \text{давление питательной воды};$$

$$h_{\text{В1}} = f(P_{\text{В}}, t_{\text{В1}}) = 1068 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия воды за подогревателем}.$$

Температура воды, энтальпия воды, энтальпия конденсата в П2

$$P_{\text{П2}} = \frac{P_2}{\Delta P} = \frac{2,72}{1,05} = 2,59 \text{ МПа} - \text{давление пара в подогревателе};$$

$$t_{\text{СП2}} = f(P_{\text{П2}}) = 225,8^{\circ}\text{C} - \text{температура насыщения в подогревателе};$$

$$t_{\text{В2}} = t_{\text{СП2}} - \Theta_{\text{ПВД}} = 225,8 - 3 = 222,8^{\circ}\text{C} - \text{температура воды за подогревателем};$$

$$h'_{\text{П2}} = f(P_{\text{П2}}) = 970,8 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия конденсата в подогревателе};$$

$$P_{\text{В}} = 1,3 \cdot P_0 = 1,3 \cdot 12,75 = 16,57 \text{ МПа} - \text{давление питательной воды};$$

$$h_{\text{В2}} = f(P_{\text{В}}, t_{\text{В2}}) = 960,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия воды за подогревателем}.$$

Температура воды, энтальпия воды, энтальпия конденсата в П3

$$P_{\text{П3}} = \frac{P_3}{\Delta P} = \frac{1,26}{1,05} = 1,2 \text{ МПа} - \text{давление пара в подогревателе};$$

$$t_{\text{СП3}} = f(P_{\text{П3}}) = 188^{\circ}\text{C} - \text{температура насыщения в подогревателе};$$

$$t_{\text{В3}} = t_{\text{СП3}} - \Theta_{\text{ПВД}} = 188 - 3 = 185^{\circ}\text{C} - \text{температура воды за подогревателем};$$

$$h'_{П3} = f(P_{П3}) = 798,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия конденсата в подогревателе};$$

$$P_B = 1,3 \cdot P_0 = 1,3 \cdot 12,75 = 16,57 \text{ МПа} - \text{давление питательной воды};$$

$$h_{B3} = f(P_B, t_{B3}) = 793 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия воды за подогревателем.}$$

Температура воды, энтальпия воды, энтальпия конденсата в Д

$$P_D = 0,6 \text{ МПа} - \text{давление пара в подогревателе};$$

$$t_{сД} = f(P_D) = 158,8^0 \text{С} - \text{температура воды в деаэраторе};$$

$$h'_D = f(P_D) = 670,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия конденсата в подогревателе};$$

$$h''_D = f(P_D) = 2759 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия воды за подогревателем.}$$

Температура воды, энтальпия воды, энтальпия конденсата в П4

$$P_{П4} = \frac{P_4}{\Delta P} = \frac{0,458}{1,05} = 0,436 \text{ МПа} - \text{давление пара в подогревателе};$$

$$t_{сп4} = f(P_{П4}) = 146,7^0 \text{С} - \text{температура насыщения в подогревателе};$$

$$t_{B4} = t_{сп4} - \Theta_{пнд} = 146,7 - 2 = 144,7^0 \text{С} - \text{температура воды за подогревателем};$$

$$h'_{П4} = f(P_{П4}) = 618 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия конденсата в подогревателе};$$

$$h_{B4} = f(P_B, t_{B4}) = 609,9 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия воды за подогревателем.}$$

Температура воды, энтальпия воды, энтальпия конденсата в П5

$$P_{П5} = \frac{P_5}{\Delta P} = \frac{0,259}{1,05} = 0,246 \text{ МПа} - \text{давление пара в подогревателе};$$

$$t_{сп5} = f(P_{П5}) = 126,9^0 \text{С} - \text{температура насыщения в подогревателе};$$

$$t_{B5} = t_{сп5} - \Theta_{пнд} = 126,9 - 2 = 124,9^0 \text{С} - \text{температура воды за подогревателем};$$

$$h'_{П5} = f(P_{П5}) = 533,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия конденсата в подогревателе};$$

$$h_{B5} = f(P_B, t_{B5}) = 525,1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия воды за подогревателем.}$$

Температура воды, энтальпия воды, энтальпия конденсата в П6

$$P_{П6} = \frac{P_6}{\Delta P} = \frac{0,0981}{1,05} = 0,093 \text{ МПа} - \text{давление пара в подогревателе;}$$

$$t_{СП6} = f(P_{П6}) = 97,59^\circ \text{С} - \text{температура насыщения в подогревателе;}$$

$$t_{B6} = t_{СП6} - \Theta_{ПНД} = 97,59 - 2 = 95,59^\circ \text{С} - \text{температура воды за подогревателем;}$$

$$h'_{П6} = f(P_{П6}) = 408,9 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия конденсата в подогревателе;}$$

$$h_{B6} = f(P_B, t_{B6}) = 401,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия воды за подогревателем.}$$

Температура воды, энтальпия воды, энтальпия конденсата в П7

$$P_{П7} = \frac{P_7}{\Delta P} = \frac{0,049}{1,05} = 0,046 \text{ МПа} - \text{давление пара в подогревателе;}$$

$$t_{СП7} = f(P_{П7}) = 79,25^\circ \text{С} - \text{температура насыщения в подогревателе;}$$

$$t_{B7} = t_{СП7} - \Theta_{ПНД} = 79,25 - 2 = 77,25^\circ \text{С} - \text{температура воды за подогревателем;}$$

$$h'_{П7} = f(P_{П7}) = 331,8 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия конденсата в подогревателе;}$$

$$h_{B7} = f(P_B, t_{B7}) = 324,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{энтальпия воды за подогревателем.}$$

Энтальпия конденсата в конденсаторе

$$h'_K = f(P_K) = 151,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Температура основного конденсата на входе в ПНД1

$$h_{ок}^{вх} = h'_K + (\Delta t_{ЭЖ} + \Delta t_{ОУ}) C_P = 151,5 + (2 + 4) 4,2 = 176,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

2.1.2 Построение процесса расширения пара в турбине

Процесс необходим для определения параметров пара в отборах турбины и действительных теплоперепадов. В процессе расширения на отдельных

участках пар подвергается дросселированию из-за гидравлического сопротивления паровпускных органов (стопорного и регулирующего клапанов), тракта промежуточного перегрева, перепускных труб, регулируемых отборов, выхлопного патрубка.

При построении учитывается отклонение действительного процесса расширения пара в цилиндрах турбины от изоэнтропы, наклон процесса определяется относительным внутренним КПД η_{oi} цилиндра

$$\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,845, \text{ [4, стр. 13],}$$

$$\eta_{oi}^{ЦСД} = 0,882, \text{ [4, стр. 13],}$$

$$\eta_{oi}^{ЦНД} = 0,866, \text{ [4, стр. 13];}$$

Определяем энтальпии h_0 с заданными параметрами пара перед стопорным клапаном турбины

$$P_0 = 12,75 \text{ МПа,}$$

$$t_0 = 540^\circ\text{C,}$$

$$h_0 = 3447,7 \text{ кДж/кг;}$$

Определяем точку за стопорными и регулирующими клапанами турбины на пересечении энтальпии h_0

$$P'_0 = (0,97 \div 0,95) \cdot P_0 = 0,95 \cdot 12,75 = 12,11 \text{ МПа;}$$

По давлению пара P_1 определяем энтальпии пара h_{1t}

$$h_{1t} = 3117,3 \text{ кДж/кг;}$$

По давлению пара P_2 определяем энтальпии пара h_{2t}

$$h_{2t} = 3009,7 \text{ кДж/кг;}$$

Энтальпии действительного процесса расширения в ЦВД

$$h_1 = h_0' - (h_0' - h_{1t})\eta_{oi} = 3447,7 - (3447,7 - 3117,3) \cdot 0,845 = 3168,5 \text{ кДж/кг;}$$

$$h_2 = h_0' - (h_0' - h_{2t})\eta_{oi} = 3447,7 - (3447,7 - 3009,7) \cdot 0,845 = 3077,6 \text{ кДж/кг;}$$

Давление за промежуточным перегревом $P_{\text{III}}=2,49$ МПа,

Температура за промежуточным перегревом $t_{\text{III}}=540$ С

Энтропия в точке ПП

$$S_{\text{III}}=f(P_{\text{III}}, t_{\text{III}})=7,44 \text{ кДж/кгК}$$

Энтальпия пара в ПП

$$h_{\text{III}} = 3551,9 \text{ кДж/кг};$$

По давлению пара P_3 за ЦСД определяем энтальпии пара h_{3t} в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в ЦВД

$$h_{3t} = 3331 \text{ кДж/кг};$$

По давлению пара P_4 определяем энтальпии пара h_{4t}

$$h_{4t} = 3040,1 \text{ кДж/кг};$$

По давлению пара P_5 определяем энтальпии пара h_{5t}

$$h_{5t} = 2903,6 \text{ кДж/кг};$$

Энтальпии действительного процесса расширения в ЧСД

$$h_4 = h_{\text{III}} - (h_{\text{III}} - h_{4t}) \eta_{oi} = 3551,9 - (3551,9 - 3040,1) \cdot 0,882 = 3100,5 \text{ кДж/кг};$$

$$h_5 = h_{\text{III}} - (h_{\text{III}} - h_{5t}) \eta_{oi} = 3551,9 - (3551,9 - 2903,6) \cdot 0,882 = 2980,1 \text{ кДж/кг};$$

$$h_3 = h_{\text{III}}' - (h_{\text{III}}' - h_{3t}) \eta_{oi} = 3551,9 - (3551,9 - 3331) \cdot 0,882 = 3357,1 \text{ кДж/кг};$$

Давление пара на входе в ЦСД с учетом дроселирования

$$P_3' = (0,98 \div 0,95) \cdot P_3 = 0,96 \cdot 0,259 = 0,248 \text{ МПа};$$

По давлению пара P_6 определяем энтальпии пара h_{6t}

$$h_{6t} = 2777,9 \text{ кДж/кг};$$

По давлению пара P_7 определяем энтальпии пара h_{7t}

$$h_{7t} = 2654,1 \text{ кДж/кг};$$

Энтальпии действительного процесса расширения в ЦНД

$$h_6 = h_5' - (h_5' - h_{6t}) \eta_{oi} = 2980,1 - (2980,1 - 2777,9) \cdot 0,866 = 2805 \text{ кДж/кг};$$

$$h_7 = h_5' - (h_5' - h_{7t}) \eta_{oi} = 2980,1 - (2980,1 - 2654,1) \cdot 0,866 = 2697,8 \text{ кДж/кг};$$

Определяем давление пара на выходе из ЦНД P_K' с учётом потери давления в выхлопном патрубке турбины, которая составляет $2 \div 5\%$ от давления в конденсаторе

$$P_K' = (1,02 \div 1,1) \cdot P_K = 1,03 \cdot 0,006 = 0,0061 \text{ МПа};$$

По давлению пара P_K' за ЦНД определяем энтальпии пара h_{kt} в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в ЦНД

$$h_{kt} = 2355,9 \text{ кДж/кг};$$

$$h_k = h_5' - (h_5' - h_{kt}) \eta_{oi} = 2980,1 - (2980,1 - 2355,9) \cdot 0,866 = 2439,5 \text{ кДж/кг};$$

Располагаемы теплоперепад ЦВД:

$$H_0^{цвд} = h_0 - h_{2t} = 3447,7 - 3009 = 438,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад ЦВД:

$$H_i^{цвд} = H_0^{цвд} \cdot \eta_{oi}^{цвд} = 438,7 \cdot 0,845 = 370,1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Располагаемы теплоперепад ЦСД

$$H_0^{цсд} = h_{III} - h_{5t} = 3551,9 - 2903,6 = 648,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад ЦСД

$$H_i^{цсд} = H_0^{цсд} \cdot \eta_{oi}^{цсд} = 648,3 \cdot 0,882 = 571,9 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Располагаемы теплоперепад ЦНД

$$H_0^{цнд} = h_5 - h_{kt} = 2980,1 - 2355,9 = 624,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад ЦНД

$$H_i^{цнд} = H_0^{цнд} \cdot \eta_{oi}^{цнд} = 624,2 \cdot 0,866 = 540,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад турбины

$$H_i = H_i^{цвд} + H_i^{цсд} + H_i^{цнд} = 370,1 + 571,9 + 540,5 = 1482,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Определение давления в отборах турбины типа Т

Схема отпуска тепла представлена на рисунке 2.2

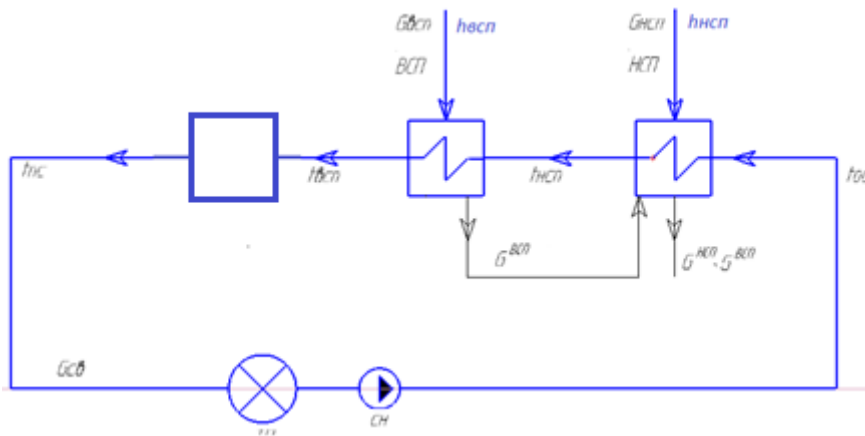


Рисунок 2.2- Схема отпуска тепла

Тепловая мощность сетевой установки

$$Q_{\text{отп}} = 302,5 \text{ МВт};$$

Расход сетевой воды

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{C_p \cdot (t_{\text{ис}} - t_{\text{ос}})} = \frac{302,5}{4,19(150 - 70)} = 902,4 \text{ кг / с};$$

Недогрев в сетевых подогревателях $\theta = (5 \div 10)^{\circ}\text{C}$

принимаем $\theta = 6^{\circ}\text{C}$; [4]

Температура воды за ВСП

$$t_{\text{ВСП}} = 120^{\circ}\text{C};$$

Давление в ВСП

$$P_{\text{ВСП}} = f(t_{\text{ВСП}} + \theta) = f(120 + 6) = 0,2395 \text{ МПа.}$$

Давление пара в отборе на ВСП

$$P_{\text{отб}}^{\text{ВСП}} = 1,05 \cdot P_{\text{ВСП}} = 0,251 \text{ МПа.}$$

Температура за НСП

$$t_{\text{НСП}} = 90^{\circ}\text{C};$$

Давление насыщения в НСП

$$P_{\text{НСП}} = f(t_{\text{НСП}} + \theta) = f(90 + 6) = 0,087 \text{ МПа. МПа};$$

Гидравлические потери в трубопроводе принимаем

$$\Delta P = 1,05;$$

Давление в отборе в НСП

$$P_6^{\text{отб}} = 1,05 \cdot P_{\text{НСП}} = 1,05 \cdot 0,087 = 0,091 \text{ МПа.}$$

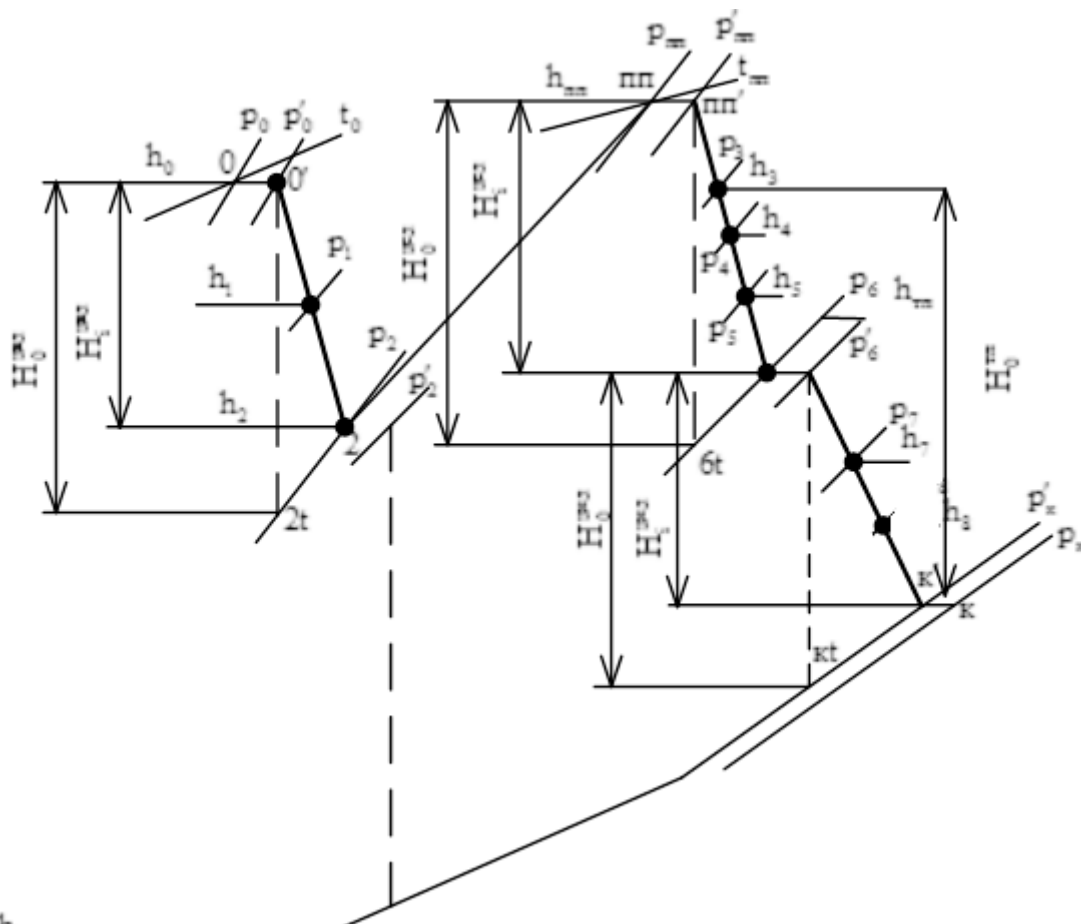


Рисунок 2.3- Процесс расширения пара в турбине

Турбопривод питается из третьего отбора. Давление за стопорным клапаном турбопривода определится с учетом потери давления в клапане и гидравлических потерь в паропроводе отбора и составляет

$$p'_3 = (0,92 \div 0,90) \cdot p_2^0 = 0,9 \cdot 1,26 = 1,134 \text{ МПа.}$$

Давление на выходе из турбопривода принимается равным давлению в основном конденсаторе турбины, т.е. $p_k = 0,006 \text{ МПа.}$ На пересечении

изобары p'_2 и энтальпии h_2 определяем точку начала процесса расширения пара в турбоприводе. Энтальпия пара в конце теоретического расширения в турбоприводе определяется на пересечении изобары p'_k и изоэнтропийного процесса в турбоприводе

$$h_t^{\text{тп}} = 2324 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Располагаемы теплоперепад ТП

$$H_0^{\text{тп}} = h_{2'} - h_t^{\text{тп}} = 3357,1 - 2324 = 1033,1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад ТП

$$H_i^{\text{тп}} = H_0^{\text{тп}} \cdot \eta_{oi}^{\text{тп}} = 1033,1 \cdot 0,78 = 805,8 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Энтальпия $h_{\text{тп}} = h_{2'} - H_i^{\text{тп}} = 3360 - 916,5 = 2443,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$, определяемая на пересечении с p'_k , дает точку тп в конце действительного процесса в ТП.

Таблица 2.2- Таблица параметров воды и водяного пара

	Ротб, МПа	t, °C	hотб, кДж/кг	Рп, МПа	tн, °C	h', кДж/кг	tпв,ок,св, °C	Рпв , МПа	hпв,ок,св, кДж/кг	Hj, кДж/кг	Yj
П1	4,120	381,7	3 168,5	3,924	249,2	1 081,9	246,2	16,500	1 068,4	279,2	0,812
П2	2,720	330,9	3 077,6	2,590	225,9	970,8	222,9	16,500	960,9	370,1	0,750
П3	1,260	445,0	3 357,1	1,200	188,0	798,5	185,0	16,500	792,9	564,9	0,619
П4	0,458	316,9	3 100,5	0,436	146,8	618,3	144,8	1,200	610,2	821,5	0,446
П5	0,259	255,3	2 980,1	0,247	127,0	533,5	125,0	1,200	525,6	941,9	0,365
ВСП	0,259	255,3	2 980,1	0,247	127,0	533,5	120	1,200	504,3	941,9	0,365
П6	0,0980	164,3	2 805,0	0,093	97,7	409,4	95,7	1,200	401,8	1 117,0	0,247
НСП	0,0980	164,3	2 805,0	0,093	97,7	409,4	90	1,200	377,7	1 117,0	0,247
П7	0,049	107,8	2 697,8	0,047	79,6	333,3	77,6	1,200	325,8	1 224,2	0,174
К	0,006	37,1	2 439,5	0,006	36,2	151,5	36,2	0,006	151,5	1 482,5	0,000

$$h_o = 3447,7$$

$$H_i = 1482,6$$

$$\Delta h_{пп} = 474,3$$

2.1.3 Расчет схемы отпуса тепла

Разбиваем полную тепловую нагрузку $Q_{от}$ по ступеням подогрева сетевой воды $Q_{нсп}$, $Q_{всп}$, учитывая, что тепловая нагрузка любого подогревателя при постоянной теплоемкости воды c_p пропорциональна нагреву воды в нем.

Температурный график сети представлен на рисунке 2.4

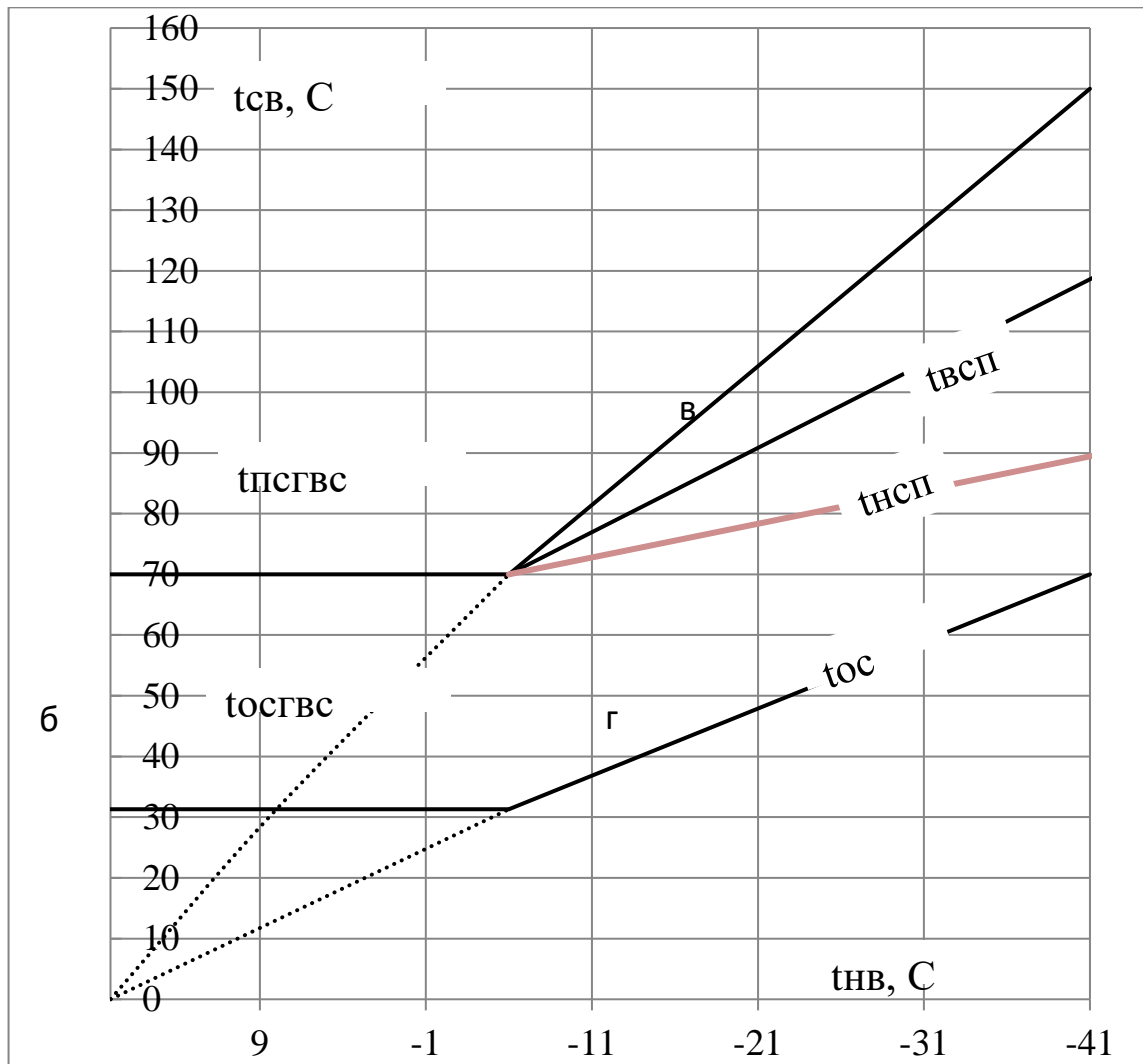


Рисунок 2.4-Температурный график теплосети

Отсюда следует, что

$$\frac{Q_{от}}{t_{пс} - t_{ос}} = \frac{Q_{нсп}}{t_{нсп} - t_{ос}} = \frac{Q_{всп}}{t_{всп} - t_{нсп}} = G_{св} \cdot c_p,$$

где $t_{пс}$, $t_{ос}$ – температуры прямой на входе в теплосеть и обратной на выходе сетевой воды, которые определяются по температурному графику теплосети в зависимости от температуры наружного воздуха и равны 120 °C на 70 °C.

$t_{нсп}$, $t_{всп}$, $t_{пб}$ – температура сетевой воды за ВСП, НСП и ПБ;

c_p – средняя изобарная теплоемкость воды, которая в интервале температур и давлений сетевой воды составляет 4,19 кДж/кг;

Определяем расход сетевой воды

Тепловая нагрузка на НСП

$$Q_{\text{НСП}} = G_{\text{СВ}} \cdot C_p (t_{\text{НСП}} - t_{\text{ОС}}) = 902,4 \cdot 4,19 \cdot (90 - 70) = 75,62 \text{ МВт},$$

Тепловая нагрузка на ВСП

$$Q_{\text{ВСП}} = G_{\text{СВ}} \cdot C_p (t_{\text{ВСП}} - t_{\text{НСП}}) = 902,4 \cdot 4,19 \cdot (120 - 90) = 113,43 \text{ МВт},$$

Составляем уравнение теплового баланса ВСП

$$G_{\text{ПБ}}^{\text{ДР}} = G_{\text{ПБ}}$$

$$G_{\text{ВСП}} \cdot (h_{\text{ВСП}}^{\text{ОТБ}} - h'_{\text{ВСП}}) = \frac{Q_{\text{ВСП}}}{\eta_{\text{П}}},$$

Из уравнения теплового баланса определяем расход пара из отбора турбины на ВСП

$$G_{\text{ВСП}} = \frac{\frac{Q_{\text{ВСП}} \cdot 10^3}{\eta_{\text{П}}}}{(h_{\text{ОТБ}}^{\text{ВСП}} - h'_{\text{ВСП}})} = \frac{\frac{113430}{0,985}}{2980,1 - 533,5} = 47 \text{ кг / с},$$

Составляем уравнение теплового баланса НСП

$$G_{\text{НСП}} \cdot (h_{\text{НСП}} - h'_{\text{НСП}}) + G_{\text{ВСП}} \cdot (h'_{\text{ВСП}} - h'_{\text{НСП}}) = \frac{Q_{\text{НСП}}}{\eta_{\text{П}}},$$

Из уравнения теплового баланса определяем расход пара из отбора турбины на НСП

$$G_{\text{НСП}} = \frac{\frac{Q_{\text{НСП}} \cdot 10^3}{\eta_{\text{П}}} - G_{\text{ВСП}}^{\text{ДР}} \cdot (h'_{\text{ВСП}} - h'_{\text{НСП}})}{(h_{\text{НСП}} - h'_{\text{НСП}})} = \frac{\frac{75620}{0,985} - 47,06(533,5 - 409,4)}{2805 - 409,4} = 29,6 \text{ кг / с},$$

$\eta_{\text{П}}$ - КПД сетевого подогревателя, принимается 0,98 - 0,99;

2.1.4 Предварительный расход пара на турбину

Для расчёта тепловой схемы в относительных единицах необходимо все расходы, полученные при расчёте схем отпуска пара и тепла в абсолютных единицах ($G_{всп}, G_{нсп}, G_{пб}$), перевести в относительные расходы в соответствии с уравнением

$$\alpha_j = \frac{G_j}{G_0};$$

Необходимый при этом расход пара на турбину можно в первом приближении оценить по формуле

$$G'_0 = k_p \cdot \left[N_{\text{э}} \cdot 10^3 / (H_i \cdot \eta_{\Gamma} \cdot \eta_M) + \sum (G_j \cdot y_j) \right];$$

Принимаем $k_p = 1,29$,

$$\eta_{\Gamma} = 0,98,$$

$$\eta_M = 0,98,$$

$$y_5 = 0,365$$

$$y_6 = 0,247'$$

$$G'_0 = 1,206 \cdot \left[\frac{180000 \cdot}{(1482,6 \cdot 0,98 \cdot 0,98)} \right] + (47 \cdot 0,365 + 29,6 \cdot 0,247) =$$

$$= 182 \text{ кг / с};$$

При дальнейшем расчете и проверки предварительно расхода пара было выявлено, что надо увеличить этот расход. Итерационным методом был получен значение расхода пара: 98 кг/с

Относительный расход пара из отбора турбины на ВСП

$$\alpha_{всп} = \frac{G_{всп}}{G'_0} = \frac{47}{182} = 0,258;$$

Относительный расход пара из отбора турбины на НСП

$$\alpha_{нсп} = \frac{G_{нсп}}{G'_0} = \frac{29,6}{182} = 0,162;$$

2.1.5 Расчет охладителя непрерывной продувки

Расширитель служит для уменьшения потери рабочего тела и сохранения части теплоты, сбрасываемой с непрерывной продувкой из барабана парового котла.

Охладитель продувки служит для сохранения части тепла, сбрасываемого с водой расширителя.

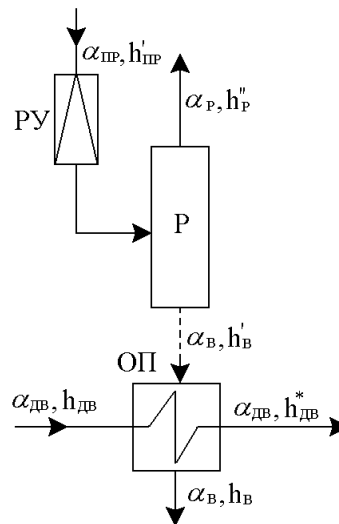


Рисунок 2.5- Расширитель и охладитель непрерывной продувки.

Цель расчета расширителя заключается в определении относительных расходов пара α_{δ} и воды $\alpha_{\hat{a}}$ по принятому расходу продувочной воды $\alpha_{\text{ИД}}$ на основе решения уравнений материального и теплового балансов

$$\alpha_{\text{пр1}} = \alpha_{\text{р1}} + \alpha_{\text{в1}};$$

$$\alpha_{\text{пр1}} \cdot h'_{\text{пр1}} \cdot \eta_c = \alpha_{\text{р1}} \cdot h''_{\text{р1}} + \alpha_{\text{в1}} \cdot h'_{\text{в}}.$$

Относительный расход продувочной воды при восполнении потерь рабочего тела дистиллятом испарителей принимается $\alpha_{\text{пр}} = 0,003 \div 0,005$.

$h'_{\text{пр1}}$ - энтальпия продувочной воды, определяется для состояния насыщения при давлении в барабане.

$h''_{\text{р1}}, h'_{\text{в1}}$ - энтальпии пара и воды на выходе из расширителя, определяются для состояния насыщения при давлении в расширителе.

КПД расширителя $\eta_c = 0,99$.

Давление в барабане котла

$$P_B = 1,2 \cdot P_0 = 1,2 \cdot 12,75 = 15,3 \text{ МПа}.$$

Давление в расширителе

$$P_P = 1,08 \cdot P_D = 1,08 \cdot 0,6 = 0,648 \text{ МПа}.$$

$$h'_{\text{ПР1}} = f(P_B) = 1622 \text{ кДж / кг};$$

$$h'_{\text{В1}} = f(P_P) = 683,7 \text{ кДж / кг};$$

$$h''_{\text{П1}} = f(P_P) = 2759 \text{ кДж / кг}.$$

Уравнение теплового баланса расширителя

$$\alpha_{\text{ПР1}} = \alpha_{\text{П1}} + \alpha_{\text{В1}};$$

$$\alpha_{\text{ПР1}} \cdot h'_{\text{ПР1}} \cdot \eta_c = \alpha_{\text{П1}} \cdot h''_{\text{П1}} + \alpha_{\text{В1}} \cdot h'_{\text{В1}}.$$

Относительный расход продувочной воды расширителя

$$\alpha_{\text{В1}} = \frac{\alpha_{\text{ПР1}} \cdot (h'_{\text{ПР1}} \cdot \eta_c - h'')}{h'_{\text{В1}} - h''_{\text{П1}}} = \frac{0,005 \cdot (1622 \cdot 0,99 - 2759)}{683,7 - 2759} = 0,0027.$$

Относительный расход чистого пара

$$\alpha_{\text{П1}} = \alpha_{\text{ПР}} - \alpha_{\text{В}} = 0,005 - 0,0027 = 0,0023$$

Целью расчета охладителя продувки является определение энтальпии $h_{\text{ДВ}}^*$

Уравнение теплового баланса для охладителя продувки

$$\alpha_{\text{В}} \cdot (h'_{\text{В}} - h_{\text{В}}) \cdot \eta_{\text{П}} = \alpha_{\text{ДВ}} \cdot (h_{\text{ДВ}}^* - h_{\text{ДВ}});$$

$$h_{\text{В}} - h_{\text{ДВ}}^* = (40 - 80) \text{ кДж / кг};$$

$$h_{\text{ДВ}} = 4,19 \cdot t_{\text{ДВ}} = 4,19 \cdot 10 = 41,9 \text{ кДж / кг},$$

где $t_{\text{ДВ}} = 10 - 12^\circ \text{C}$ - температура добавочной воды на входе в ОП.

$$\alpha_{\text{ДВ}} = \alpha_{\text{ПОТ}}^{\text{ВНЕШ}} + \alpha_{\text{ПОТ}}^{\text{ВНУТ}}.$$

$$\alpha_{\text{ПОТ}}^{\text{ВНУТ}} = \alpha_{\text{В}} + \alpha_{\text{УТ}} - \text{внутренние потери цикла ПТУ, где } \alpha_{\text{УТ}} = 0,005 \div 0,012 -$$

относительные потери от утечек (принимая $\alpha_{\text{УТ}} = 0,01$);

$$\alpha_{\text{пот}}^{\text{внут}} = 0,0027 + 0,01 = 0,0127$$

$\alpha_{\text{пот}}^{\text{внеш}} = 0$ - внешние потери цикла ПТУ,

$$\alpha_{\text{ДВ}} = \alpha_{\text{пот}}^{\text{внеш}} + \alpha_{\text{пот}}^{\text{внут}} = 0 + 0,0127 = 0,0127$$

Уравнение теплового баланса охладителя продувки

$$0,0027 \cdot (683,7 - h_{\text{в}}) \cdot 0,98 = 0,0127 \cdot (h_{\text{в}} - 60 - 41,9).$$

$$h_{\text{в}} = 213,2 \text{ кДж / кг}.$$

$$h_{\text{ДВ}}^* = h_{\text{в}} - 60 = 213,2 - 60 = 153,2 \text{ кДж / кг}.$$

2.1.6 Расчет охладителей эжекторов и уплотнений

ОЭ и ОУ служат для конденсации пара из эжекторов и уплотнений турбины, при этом проходящий через них основной конденсат $\alpha_{\text{ок}}$ подогревается.

Температура основного конденсата после ОЭ и ОУ

$$t_{\text{ок}}^* = t_{\text{нк}} + \Delta t_{\text{оэ}} + \Delta t_{\text{оу}}, \text{ } ^\circ\text{C}, \text{ где}$$

$t_{\text{нк}}$ - температура насыщения в конденсаторе $t_{\text{нк}} = 26,7 \text{ } ^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{\text{оэ}} = 3 \div 5 \text{ } ^\circ\text{C}$ - подогрев основного конденсата в ОЭ, принимаем $\Delta t_{\text{оэ}} = 4 \text{ } ^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{\text{оу}} = 1 \div 3 \text{ } ^\circ\text{C}$ - подогрев основного конденсата в ОУ, принимаем $\Delta t_{\text{оу}} = 2 \text{ } ^\circ\text{C}$;

$$t_{\text{ок}}^* = 36,16 + 4 + 2 = 42,16 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Энтальпия основного конденсата при этой температуре может быть определена как

$$h_{\text{ок}}^* = 4,19 \cdot t_{\text{ок}}^*;$$

$$h_{\text{ок}}^* = 4,19 \cdot 42,16 = 176,6 \text{ кДж/кг}.$$

2.1.7 Материальный баланс по пару

Относительный расход пара на турбину $\alpha_0 = 1$

Относительный расход пара на турбоустановку определяется как

$$\alpha_{\text{ТУ}} = \alpha_0 = 1.$$

Относительный расход пара из парогенерирующей установки (парового

котла) равен

$$\alpha_{\text{ПГ}} = \alpha_{\text{ТУ}} + \alpha_{\text{УТ}} + \alpha_{\text{УПД}} + \alpha_{\text{Э}} = 1 + 0,01 + 0,04 + 0,005 = 1,055,$$

где $\alpha_{\text{УТ}}=0,01$ - относительный расход утечек; $\alpha_{\text{УПД}}=0,02 \div 0,04$ - относительный расход пара на уплотнения, принимаем $\alpha_{\text{УПД}}=0,04$; $\alpha_{\text{Э}}=0,004 \div 0,005$ - относительный расход пара на эжекторы, принимаем $\alpha_{\text{Э}}=0,005$

2.1.8 Материальный баланс по воде

Относительный расход питательной воды в парогенерирующую установку

$$\alpha_{\text{ПВ}} = \alpha_{\text{ПГ}} + \alpha_{\text{ПР}} = 1,055 + 0,005 = 1,06.$$

2.1.9 Материальный баланс добавочной воды

Относительный расход добавочной воды, компенсирующей потери рабочего тела определяется как

$$\alpha_{\text{ДВ}} = \alpha_{\text{ПОТ}}^{\text{ВНУТ}} + \alpha_{\text{ПОТ}}^{\text{ВНЕШ}} = 0,0127.$$

2.1.10 Расчет группы ПВД

Расчетная схема группы ПВД представлена на рисунке 2.6.

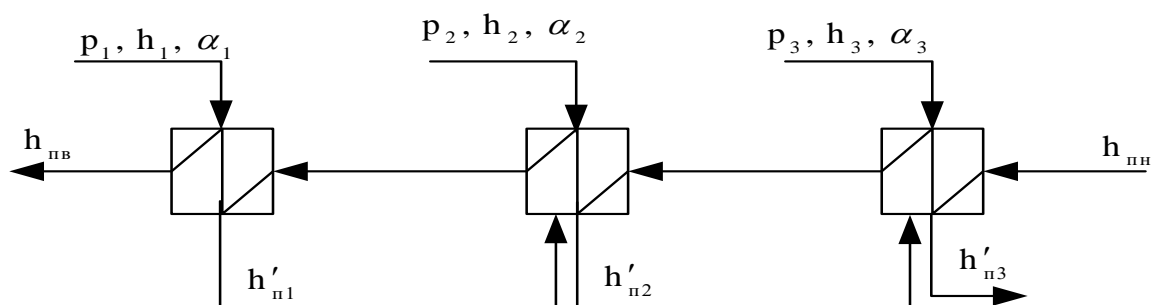


Рисунок 2.6 – Расчетная схема группы ПВД

$$\alpha_{\text{пв}} = 1,06$$

Уравнения теплового баланса для схемы ПВД:

$$\alpha_1 \cdot (3168,5 - 1081,9) \cdot \eta = \alpha_{\text{пв}} \cdot (1068,4 - 960,9)$$

$$[\alpha_1 \cdot (1081,9 - 970,8) + \alpha_2 \cdot (3077,6 - 970,8)] \cdot \eta = \alpha_{\text{пв}} \cdot (960,9 - 792,9)$$

$$[(\alpha_2 + \alpha_1) \cdot (970,8 - 798,5) + \alpha_3 \cdot (3357,1 - 798,5)] \cdot \eta = \alpha_{\text{пв}} \cdot (792,9 - 688,5)$$

В результате решения системы уравнений

$$\alpha_1 = 0,056;$$

$$\alpha_2 = 0,083;$$

$$\alpha_3 = 0,035;$$

2.1.11 Расчет деаэратора

Расчетная схема основного деаэратора представлена на рисунке 2.7.

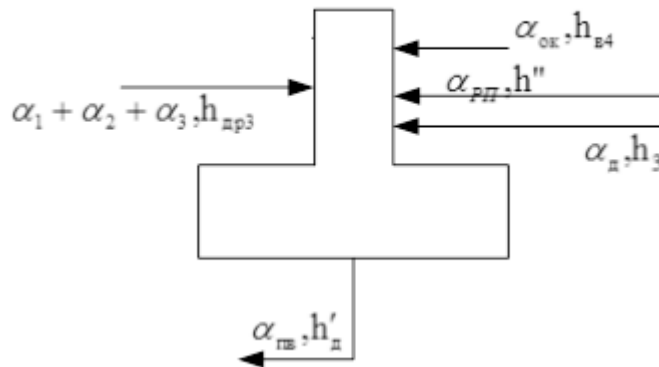


Рисунок 2.7 – Расчетная схема деаэратора

Целью расчета деаэратора будет являться расчет относительного расхода пара на деаэратор и расхода основного конденсата, поступающего из П5.

Уравнения теплового и материального баланса деаэратора:

$$(\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) \cdot h_{\text{др3}} + \alpha_{\text{рп}} \cdot h'' + \alpha_{\text{д}} \cdot h_3 + \alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{в4}} = (\alpha_{\text{пв}} \cdot h'_\text{д} + \alpha_{\text{эж}} \cdot h''_\text{д}) / \eta$$

$$\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_{\text{д}} + \alpha_{\text{ок}} + \alpha_{\text{рп}} + 0,7\alpha_n = \alpha_{\text{пв}} + \alpha_{\text{эж}}$$

$$\begin{aligned}
& (0,056 + 0,083 + 0,035) \cdot 798,5 + \alpha_d \cdot 3357,1 + \alpha_{ок} \cdot 669,6 \\
& + 0,0023 \cdot 2759 = (\alpha_{пв} \cdot 670,5) / \eta \\
& 0,056 + 0,083 + 0,035 + \alpha_d + \alpha_{ок} + 0,0023 = \alpha_{пв}
\end{aligned}$$

Давление в деаэраторе $p_d = 0,6$ МПа.

В ходе решения уравнений нашли:

$$\alpha_d = 0,00955; \alpha_{ок} = 0,874;$$

2.1.12 Расчет турбопривода питательного насоса

Расчетная схема турбопривода изображена на рисунке 2.8.

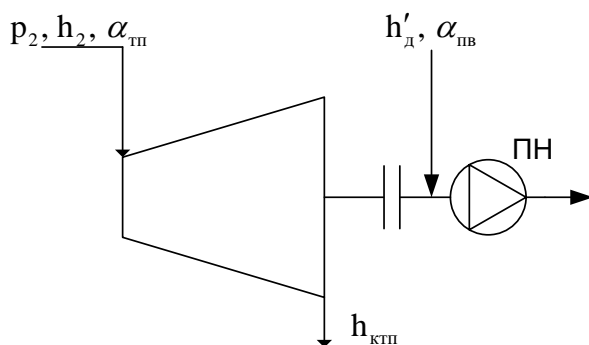


Рисунок 2.8 – Расчетная схема турбопривода питательного насоса

Относительный расход пара на турбопривод определяется по формуле

$$\alpha_{tp} = \frac{\alpha_{пв} \cdot \Delta h_{пн}}{H_i^{tp} \cdot \eta_m^{tp} \cdot \eta_n},$$

где H_i^{tp} – действительный теплоперепад турбопривода;

η_m^{tp} – механический КПД турбопривода, принимается $0,97 \div 0,98$;

η_n – КПД насоса, принимается $0,75 \div 0,83$;

$\Delta h_{пн}$ – адиабатная работа сжатия 1 кг воды в питательном насосе, определяется по формуле $\Delta h_{пн} = v' \cdot (p_{пн} - p_d) \cdot 10^3$, кДж/кг, где v' – удельный объем воды в состоянии насыщения при давлении p_d в м³/кг; $p_{пн}$, p_d – давления питательной воды за питательным насосом и в деаэраторе, МПа.

Действительный теплоперепад турбопривода определяется по h,s -диаграмме и составляет

$$H_i^{\text{тп}} = 805,8 \text{ кДж/кг.}$$

Относительный расход питательной воды определен выше

$$\alpha_{\text{пв}} = 1,06.$$

Относительный расход пара на турбопривод

$$\alpha_{\text{тп}} = \frac{1,06 \cdot 17,57}{805,8 \cdot 0,97 \cdot 0,75} = 0,0318$$

2.1.13 РАСЧЕТ ГРУППЫ ПНД

Расчетная схема подогревателей низкого давления представлена на рисунке 2.8.

Система подогревателей низкого давления состоит из четырех подогревателей. На линии основного конденсата имеется одна точка смешения.

Энтальпия основного конденсата на входе в первый подогреватель низкого давления

$$h_{\text{ок}} = 176,6 \text{ кДж/кг,}$$

Уравнения теплового и материального баланса для группы ПНД.

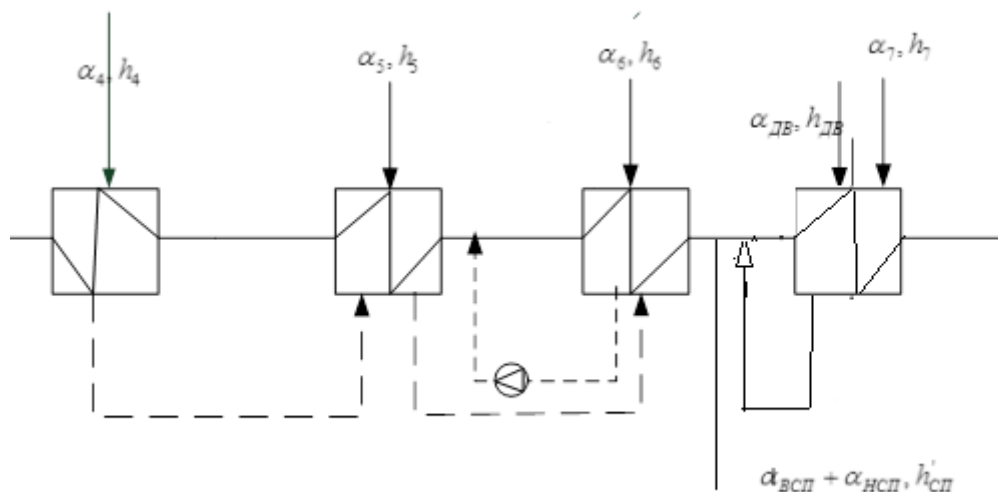


Рисунок 2.9– Расчетная схема П4,П5,П6,П7

Система уравнений для расчёта

Тепловой баланс для П4

$$(\alpha_4 \cdot (3100,5 - 618,3) = \alpha_{ок} \cdot (610,2 - 525,6))$$

Тепловой баланс для П5

$$(\alpha_5 \cdot (2980,1 - 533,5) + \alpha_4 \cdot (618,3 - 533,5)) \cdot \eta =$$

$$= (\alpha_{ок1} + \alpha_7 + \alpha_6 + \alpha_{всп} + \alpha_{нсп} + \alpha_{дв} + \alpha_5 + \alpha_4) \cdot (525,6 - h_{см2})$$

Точка смешения 2

$$\alpha_{ок} \cdot h_{см2} = (\alpha_{ок1} + \alpha_7 + \alpha_6 + \alpha_{всп} + \alpha_{нсп} + \alpha_{дв}) \cdot 401,8 +$$

$$+ (\alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot 409,4$$

$$\alpha_{ок} = \alpha_{ок1} + \alpha_7 + \alpha_6 + \alpha_{всп} + \alpha_{нсп} + \alpha_{дв} + \alpha_5 + \alpha_4$$

Тепловой баланс для П6

$$(\alpha_6 \cdot (2280,1 - 409,4) + (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot (533,5 - 409,4)) \cdot \eta =$$

$$= (\alpha_{ок1} + \alpha_7 + \alpha_6 + \alpha_{всп} + \alpha_{нсп} + \alpha_{дв}) \cdot (409,4 - h_{см1})$$

Точка смешения 1

$$(\alpha_{ок1} + \alpha_7 + \alpha_6 + \alpha_{всп} + \alpha_{нсп} + \alpha_{дв}) h_{см1} =$$

$$(\alpha_{ок1}) \cdot 325,8 + (\alpha_7 + \alpha_{дв}) \cdot 333,3 + (\alpha_{всп} + \alpha_{нсп}) \cdot (401,8)$$

Тепловой баланс для П7

$$(\alpha_7 \cdot (2697,8 - 333,3) + (\alpha_{ДВ}) \cdot (153,2 - 333,3)) \cdot \eta = \\ = (\alpha_{ок1}) \cdot (325,8 - 176,6)$$

В результате расчета получим

$$\begin{aligned} \alpha_4 &= 0,029; & \alpha_6 &= 0,006; \\ \alpha_5 &= 0,04; & \alpha_7 &= 0,023; \\ \alpha_{ок1} &= 0,341; \\ h_{см2} &= 408 \text{ кДж/кг.} \\ h_{см1} &= 372,9 \text{ кДж/кг.} \end{aligned}$$

Расход пара в конденсатор:

со стороны пара:

$$\alpha_{\kappa} = 1 - \sum \alpha_j = 1 - 0,735 = 0,265$$

со стороны воды для этого же расхода можно записать выражение вида:

$$\alpha'_{\kappa} = \alpha_{ок}^* - \sum \alpha_{слива}$$

$\alpha_{ок}^*$ - относительный расход основного конденсата на входе в группу ПНД ($\alpha_{ок}^* = \alpha_{ок}''$),

$\sum \alpha_{слива}$ - сумма относительных расходов, сливаемых в конденсатор:

$$\sum \alpha_{слива} = \alpha_{эж} + \alpha_{ушл} + \alpha_{ПП} = 0,005 + 0,04 + 0,0318 = 0,0768$$

$$\alpha'_{\kappa} = 0,341 - 0,0768 = 0,264.$$

Относительная ошибка:

$$\delta \alpha_{\kappa} = 100 \cdot \left(\frac{\alpha_{\kappa} - \alpha'_{\kappa}}{\alpha_{\kappa}} \right) = 100 \cdot \left(\frac{0,265 - 0,264}{0,265} \right) = 0,19 < 2\%.$$

2.1.14 Определение расхода пара на турбину

Расход пара на турбину определяются по формуле

$$G_0 = \frac{N_{\text{э}} \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_e \cdot (1 - \sum \alpha_j \cdot y_j)}, \text{ где}$$

Таблица 2.3 – определение расхода пара на турбину кг/с.

Относительный расход пара в отборах, α	Коэффициент недовыработки мощности	$\alpha_j \cdot y_j$
0,056	0,812	0,045
0,083	0,750	0,062
0,07635	0,619	0,047
0,029	0,446	0,013
0,298	0,365	0,109
0,168	0,247	0,041
0,023	0,174	0,004
$\sum \alpha_j \cdot y_j$		0,322
$(1 - \sum \alpha_j \cdot y_j)$		0,678
$\frac{N_g \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_c \cdot (1 - \sum \alpha_j \cdot y_j)}$, кг/с		182

$$\delta G_0 = 100 \cdot \left(\frac{|G_0 - G'_0|}{G_0} \right) = 100 \cdot \left(\frac{|182 - 182|}{182} \right) = 0\% < 2\%, \text{ следовательно, расчет}$$

можно продолжать дальше.

2.1.15 Проверка мощности

Правильность расчета расходов можно определить по расчетной электрической мощности

$$N'_g = G_0 \cdot \left(\sum (\alpha_{отбj} \cdot H_j) \right) \cdot \eta_m \cdot \eta_c;$$

Таблица 2.4 – определение мощности

Относительный расход пара в цилиндрах, α	Теплоперепад в отсеке	
1	279,178	279,178
0,944	90,921	85,829
0,861	194,802	167,725
0,78465	256,598	201,340
0,75565	120,408	90,986
0,45765	175,071	80,121
0,28965	107,249	31,065
0,26665	258,273	68,868
$\sum (\alpha_{om\bar{o}j} \cdot H_j)$		1005,11
$G_0 \cdot \left(\sum (\alpha_{om\bar{o}j} \cdot H_j) \right) \cdot \eta_m \cdot \eta_c;$		179995

$$\delta N_{\text{э}} = 100 \cdot \left(\frac{|N_{\text{э}} - N'_{\text{э}}|}{N_{\text{э}}} \right) = 100 \cdot \left(\frac{|50000 - 50254,7|}{50000} \right) = 0,5\% < 1\%, \text{ следовательно,}$$

расчет верен.

2.1.16 Расчет мощности приводной турбины

Мощность турбопривода питательного насоса

$$N_{mn} = \frac{\alpha_{ns} \cdot G_0 \cdot h_n^a}{\eta_n} = \frac{1,06 \cdot 182 \cdot 17,57}{0,98} = 3458,8 \text{ кВт}$$

2.1.17 Расчет показателей тепловой экономичности

1 Тепловая нагрузка парогенерирующей установки, кВт

$$Q_{III} = G_0 \cdot (\alpha_{III} \cdot (h_0 - h_{PB1}^{PO}) + \alpha_{IP} \cdot (h'_{IP} - h_{PB1}^{PO}) + \alpha_{III} \cdot \Delta h_{III}), \text{ где}$$

h_0, h_{np}' - энтальпии пара на входе в турбину и продувочной воды, кДж/кг;

α_{n2}, α_{np} - относительные расходы пара из парогенерирующей установки и продувочной воды;

Относительный расход пара через промежуточный пароперегреватель

$$\alpha_{III} = \alpha_0 - \alpha_{отб1} - \alpha_{отб2} = 1 - 0,055 - 0,045 - 0,057 = 0,843$$

$$Q_{III} = 182 \cdot (1,055 \cdot (3447,7 - 1068,4) + 0,005 \cdot (1622 - 1068,4) + 0,843 \cdot 474,3) = 530123 \text{ кВт}.$$

2 Полная тепловая нагрузка турбоустановки, кВт

$$Q_{TY} = G_0 \cdot ((\alpha_{TY} + \alpha_{YIII}) \cdot (h_0 - h_{PB1}^{PO}) + \alpha_{ДВ} (h_{ДВ} - h_{PB1}^{PO}) + \alpha_P \cdot (h_P'' - h_{PB1}^{PO}) + \alpha_{III} \cdot \Delta h_{III}), \text{ где}$$

α_P, h_P'' - относительный расход и энтальпия пара из расширителя продувки;
 $\alpha_{ДВ}$ - относительный расход добавочной воды; $h_{ДВ}$ - энтальпия добавочной воды.

$$Q_{TY} = 1,04 \cdot (1,055 \cdot (3447,7 - 1068,4) + 0,005 \cdot (1622 - 1068,4) + 0,843 \cdot 474,3) = 522171 \text{ кВт}.$$

3 Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление, кВт

$$Q_T = \frac{Q_{от}^{СП}}{\eta_{II}} = \frac{189050}{0,98} = 192908 \text{ кВт, где}$$

$Q_{от}^{СП}$ - тепловая нагрузка сетевых подогревателей; $\eta_{II} = 0,98$ - КПД сетевых подогревателей.

4 Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии, кВт

$$Q_{TY}^э = Q_{TY} - Q_T = 522171 - 192908 = 329263 \text{ кВт}.$$

5 КПД турбоустановки по производству электроэнергии

$$\eta_{TY}^{\vartheta} = \frac{N_{\vartheta} + N_{\text{ПР.ТУРБИНА}}^{\vartheta}}{Q_{TY}^{\vartheta}} = \frac{180 \cdot 10^3 + 3458,8}{329263} = 0,557$$

6 КПД трубопроводов, связывающих парогенерирующую установку с турбиной

$$\eta_{TP} = \frac{Q_{TY}}{Q_{ПГ}} = \frac{522171}{530123} = 0,965.$$

7 КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто)

$$\eta_C^{\vartheta} = \eta_{TY}^{\vartheta} \cdot \eta_{TP} \cdot \eta_{ПГУ} \cdot (1 - k_{с.н}), \text{ где}$$

$k_{с.н}$ - удельный расход электроэнергии на собственные нужды станции, принимается для ТЭС при твердом топливе $k_{с.н}=0,040 \div 0,090$ [1, стр. 38],

принимаем $k_{с.н}=0,04$; $\eta_{ПГУ}$ - КПД парогенерирующей установки, для парового котла ТЭС, работающего на твердом топливе $\eta_{ПГУ}=0,92$.

$$\eta_C^{\vartheta} = 0,557 \cdot 0,965 \cdot 0,92 \cdot (1 - 0,04) = 0,474.$$

8 Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии

$$b_{\vartheta}^{отп} = \frac{123}{\eta_C^{\vartheta}} = \frac{123}{0,474} = 259 \text{ г.у.т./кВт.ч.}$$

9 КПД блока по отпуску теплоты

$$\eta_C^T = \eta_{ПГУ} \cdot \eta_{TP} \cdot \eta_{П} = 0,92 \cdot 0,965 \cdot 0,98 = 0,87$$

10 Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты на ТЭС

$$b_T^{отп} = \frac{34,1}{\eta_C^T} = \frac{34,1}{0,87} = 39,2 \text{ кг.у.т./ГДж.}$$

В таблице 2.5 показан сравнительный анализ до и после реконструкции

Таблица 2.5

	До реконструкции	После реконструкции	Относительный прирост
КПД турбоустановки по производству электроэнергии	0,53	0,557	5%
КПД блока по отпуску электроэнергии	0,461	0,474	5%
Удельный расход топлива	267	259	-3%

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б3А2	Емельянов Д.А.

Инженерная школа энергетики		Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Должностной оклад инженера 17000 р Должностной оклад руководителя 19500р
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизации основных фондов: 20%
3. Социальные отчисления	Социальные отчисления-30% от ФЗП

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала,перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Планирование и временная оценка работ Смета затрат на проект
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Оценка затрат на оборудование
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель Отделения социально-гуманитарных наук	Кузьмина Наталия Геннадьевна			01.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б3А2	Емельянов Д.А.		01.03.2018

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Электропривод питательного насоса потребляет порядка 3% от сгенерированной мощности турбоагрегата. Если электропривод перевести на турбопривод, то расход электроэнергии на собственные нужды уменьшится, что увеличит отпуск электрической энергии.

3.1 Планирование НИР

Для выполнения работы составляется план, в котором представляется трудоемкость работ и количество исполнителей участвующих в проекте.

Поэтапный список работ, работающих исполнителей, оценка объема трудоемкости отдельных видов работ сведены в таблицу 3.1

Таблица 3.1 - Перечень работ и оценка времени их выполнения

	Наименование работ	Время для выполнения задания в днях	
		Инженер	Руководитель
1	Составление задания и его выдача	1	1
2	Анализ схем использования турбопривода	9	
3	Выбор и анализ оптимальной схемы для турбины Т-180-130	10	
4	Расчет тепловой схемы	28	1
5	Проверка руководителем выполненных пунктов	1	1
6	Расчет технико-экономических показателей схемы	10	2
7	Анализ режимов работы турбоприводов	5	1
8	Анализ конструкций турбоприводов	5	
9	Утверждение ВКР руководителем	1	1
10	Итого	70	7

3.2 Смета затрат на разработку проекта.

Обычно затраты на любой вид деятельности рассчитываются по следующей формуле:

$$K_{np} = K_{mat} + K_{ам} + K_{зп} + K_{со} + K_{пр} + K_{нр} \quad (3.1)$$

Где,

K_{mat} – материальные затраты, руб.;

$K_{ам}$ – затраты на амортизацию, руб.;

$K_{зп}$ – затраты на заработанную плату, руб.;

$K_{со}$ – затраты на социальные отчисления, руб.;

$K_{пр}$ – прочие затраты, руб.;

$K_{нр}$ – накладные расходы, руб.

3.2.1. Материальные затраты при проведении работы

Материальные затраты на приобретение канцелярских товаров и бумаги принимаем в размере 1000руб.

3.2.2. Амортизация основных фондов и нематериальных актив.

При разработке проекта использовалась нами техника в связи с чем необходимо рассчитать амортизацию от ее использования.

Затраты на амортизацию основных фондов рассчитываются по следующей формуле:

$$K_{ам} = \frac{T_{исп.к.м}}{T_{кал.дней}} \cdot Ц_{к.м} \cdot \frac{1}{T_{ам.}} \quad (3.2)$$

Где,

$T_{исп.к.т}$ - время использования компьютера (дней);

$T_{кал.дней}$ - количество календарных дней;

$C_{к.т}$ - стоимость техники (компьютер 25000 рублей, принтер-8000 рублей);

$T_{ам.} = 5$ лет - норма амортизации.

$$K_{ам. Комп} = \frac{70}{365} \cdot 25000 \cdot \frac{1}{5} = 959 руб.$$

$$K_{ам. Прин.} = \frac{7}{365} \cdot 8000 \cdot \frac{1}{5} = 31 руб.$$

Сумма амортизационных отчислений по основным фондам:

$$K_{ам.осн}^{\Sigma} = K_{ам.комп} + K_{ам.прин.} = 959 + 31 = 990 руб.$$

3.2.3 Расчет фактической заработной платы

В состав затрат на оплату труда включаются:

- выплаты заработной платы за фактически выполненную работу, исходя из должностных окладов в соответствии с принятыми на предприятии нормами и системами оплаты труда;
- выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда (выплаты по районным коэффициентам);
- оплата в соответствии с действующим законодательством очередных ежегодных и дополнительных отпусков (компенсация за неиспользованный отпуск);

Фактическая заработная плата рассчитывается по формуле

$$K_{факт.зн} = \frac{ЗП_{мес.пл}}{21} \cdot n \quad (4.3)$$

Где:

Т – число рабочих дней в месяце (21 день);

п – количество фактически затраченных дней,

для инженера п = 70 дней, а для руководителя п = 7 дней. Данные берем согласно таблицы № 3.1

Зарплата рассчитывается по следующей формуле:

$$ЗП_{мес} = ЗПо \cdot K1 \cdot K2 \quad (3.4)$$

Где, ЗПо- месячные оклады исполнителей проекта инженера -(17000руб)
, научного руководителя (19500 руб);

K1=1,1(10%) – коэффициент, учитывающий отпуск;

K2=1,3(30%) – районный коэффициент.

Зарплата инженера

$$ЗП_{мес.з.п.ин} = 17000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 24310 \text{ руб.}$$

Зарплата руководителя

$$ЗП_{мес.зп.рук} = 19500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 27885 \text{ руб.}$$

Расчет фактической заработной платы:

$$K_{факт.зп.ин} = \frac{24310}{21} \cdot 70 = 81033 \text{ руб.}$$

$$K_{факт.зп.рук} = \frac{27885}{21} \cdot 7 = 9295 \text{ руб.}$$

Затраты на заработную плату составят:

$$\Phi ЗП = K_{факт.зп.ин} + K_{факт.зп.рук}$$

$$\Phi ЗП = 81033 + 9295 = 90328 \text{ руб.}$$

3.2.4 .Социальные отчисления

Отчисления на социальные нужды» отражаются обязательные отчисления по установленным законодательным нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования от элемента «затраты на оплату труда» (30% с 2012 г)

$$K_{соц.} = 30\% \cdot \PhiЗП \quad (3.5)$$

$$K_{соц.} = 0,3 \cdot 90328 = 27098 \text{ руб.}$$

3.2.5 Прочие затраты

К элементу «Прочие затраты» себестоимости продукции (работы, услуг) относятся налоги, сборы, отчисления в специальные внебюджетные фонды, платежи по обязательному страхованию имущества, платежи за предельно допустимые выбросы загрязняющих веществ; вознаграждения за изобретения и рационализаторские предложения; затраты на командировки; плата сторонним организациям за пожарную и сторожевую охрану; за подготовку кадров; оплата услуг связи, вычислительных центров, банков; плата за аренду; представительские расходы; затраты на ремонт.

Прочие затраты это $10\% \cdot \sum$ всех предыдущих затрат.

$$K_{пр} = 10\% \cdot (K_{мат} + K_{ам} + \PhiЗП + K_{соц}) \quad (3.6)$$

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (1000 + 990 + 90328 + 27098) = 11941 \text{ руб.}$$

3.2.6 Накладные расходы

При выполнении проекта на базе НИТПУ, в стоимости проекта учитываются накладные расходы, включающие в себя затраты на аренду помещений, оплату тепловой и электрической энергии, затраты на ремонт

зданий и сооружений, заработную плату административных сотрудников и т.д. Накладные расходы рассчитываются как 200% от затрат на оплату труда.

$$K_{HP} = 2 \cdot \Phi ЗП. \quad (3.7)$$

$$K_{HP} = 2 \cdot 90328 = 180656 \text{ руб}$$

Таким образом общие затраты в проект составят:

$$K_{np} = 1000 + 990 + 27098 + 90328 + 11941 + 180656 = 312013 \text{ руб.}$$

Результаты сведем в таблицу 3.2

Таблица 3.2- Затраты на исследование

Затраты	Сумма, руб
Материальные затраты	1000
Амортизационные отчислений по основным фондам	990
Фактическая заработная плата	90328
Социальные отчисления:	27098
Прочие затраты	11941
Накладные расходы	180656
ИТОГО	312013

3.3 Смета затрат на оборудование

Для реализации проекта необходимо приобрести оборудование, которое представлено в таблице 3.3

Таблица 3.3- Смета затрат на реализацию проекта

Элемент затрат	Ед.	Стоимость, млн.руб
Турбопривод ПЭН	1	37
Электродгенератор	1	34
Затраты работ		
Затраты на монтаж		5
Затраты на строительство		4
Итого:		80

3.4 Оценка эффективности работы Т-180-130+турбопривод питательного насоса

Установленная мощность Т-180-130

$$N_{\text{э}}^{T-180-130} = 180000 \text{ кВт}$$

Годовая выработка электроэнергии Т-180-130

$$\mathcal{E}_{\text{год}}^{T-180-130} = N_{\text{э}}^{T-180-130} \cdot h_y = 180000 \cdot 6200 = 1116 \text{ млн.кВт} \cdot \text{час}$$

где h_y - число часов использования установленной мощности, $h_y=6200$ ч

Отпущенная электроэнергия Т-180-130

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{T-180-130} = \eta_{\text{сн}} \mathcal{E}_{\text{выр}}^{T-180-130} = 0,9 \cdot 1116 = 1004,4 \text{ млн.кВт} \cdot \text{час}$$

(3.10)

Годовая выработка электроэнергии турбиной ТПН+Т-180-130,

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = N_H \cdot h_y, \quad (3.11)$$

где h_y - число часов использования установленной мощности, $h_y=6200$ ч

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 184867 \cdot 6200 = 1146 \text{ млн.кВт} \cdot \text{час} \quad (3.12)$$

Экономический эффект

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \eta_{\text{сн}} \mathcal{E}_{\text{выр}} = 0,93 \cdot 1146 = 1065,8 \text{ млн.кВт} \cdot \text{час} \quad (3.13)$$

$$\mathcal{E}_{\text{эф}} = \tau_{\text{э/э}} \cdot (\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{опт}}(\text{T-180-130+ТПН}) - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{опт}}(\text{T-180-130})) = 2 \cdot (1065,8 - 1004,4) = 122,8_{\text{млн.руб/год}}$$

где $\tau_{\text{э/э}}$ - тариф на отпуск энергии

$$\tau_{\text{э/э}} = 2 \text{ руб/квт}\cdot\text{час}$$

Таким образом использование турбопривода питательного насоса увеличит эффективность работы блока за счет сокращения электроэнергии на собственные нужды.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б3А2	Емельянову Дмитрию Андреевичу

Инженерная школа энергетики		Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова	
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.01Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Замена электропривода питательного насоса энергоблока Т-180/210-12,7 на турбопривод
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность.	-Промышленная санитария. -Освещенность производственных помещений. -Системы вентиляции производственных помещений.
2. Опасные факторы.	-Пожарная безопасность. -Электробезопасность. -Механизмы рабочего оборудования. -Тепловые излучения и опасность термического ожога
3. Экологическая безопасность.	-Первичные энергоресурсы и окружающая среда -Актуальные проблемы защиты окружающей среды -Вредные выбросы.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	-Обеспечение устойчивости объекта в чрезвычайных ситуациях
5. Охрана окружающей среды.	-Золотое хозяйство пылеугольной ТЭС. -Очистка и удаление дымовых газов в атмосферу. -Основные принципы золоулавливания. -Снижение выбросов оксидов серы и азота. -Шум от энергоустановок и мероприятия по его снижению. -Удаление дымовых газов в атмосферу.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент Отделения контроля и диагностики	Василевский М.В.	К.т.н.		01.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б3А2	Емельянов Д.А.		01.03.2018

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ВВЕДЕНИЕ

Тема корпоративной социальной ответственности (КСО) приобретает особую актуальность не только в мире, но и России, поскольку она представляет собой принципиально новую модель ведения бизнеса при взаимодействии с обществом. В настоящее время успех ведения бизнеса во многом связан с его оценкой со стороны общества, которая может быть как позитивной, так и негативной. Повышение роли бизнеса в общественном развитии требует его открытости и прозрачности.

Социальную роль бизнеса, с одной стороны, можно рассматривать по отношению его субъектов к качеству предоставляемых обществу товаров, работ или услуг, к способам их предоставления, для оказания благоприятного воздействия на потребителя, когда потребление не приносит вреда их жизни и здоровью. С другой стороны, социальную ответственность бизнеса можно оценить по масштабам участия в общественной деятельности и объемам реализации различных благотворительных программ.

Как особый, комплексный вид деятельности, КСО включает в себя ряд направлений :

- 1) принципы корпоративного управления, предполагающие подотчетность корпорации за финансово-хозяйственные результаты своей деятельности перед множеством акционеров;
- 2) политика в отношении персонала, направленная на заботу об экономическом и социальном благополучии сотрудников корпорации;
- 3) ответственность перед потребителем путем предоставления ему качественной продукции и достаточной информации о ней;

4) ответственные отношения с партнерами за счет добросовестного исполнения обязательств, построения долгосрочных, взаимовыгодных отношений;

5) социальная политика, включающая в себя реализацию социальных программ, благотворительность, участие в решении социальных проблем и другие добровольные действия, направленные на улучшение жизни общества;

6) охрана окружающей среды путем снижения на нее негативного воздействия, как побочного результата ведения бизнеса.

Соблюдение правил и норм по безопасности жизнедеятельности позволяет улучшить и облегчить условия труда, обеспечить широкие возможности для высокопроизводительной работы.

Деятельность российских предприятий по реализации в своей деятельности принципов КСО оказывает благоприятное влияние на процессы социального развития в стране. Результатами социальной ответственности российского бизнеса для общества можно считать: получение корпоративной пенсии в дополнении к государственной; развитие добровольного медицинского страхования, со стороны российских компаний, осуществляющих около 85% взносов в фонды ДМС; содействие образованию и повышению квалификации сотрудников компании; реализация мероприятий по поддержанию здоровья на рабочем месте; организация досуга и отдыха; решение жилищных вопросов [1]. В настоящее время около 75% поступлений в благотворительные фонды осуществляют крупные компании.

По большей части мой проект энергосберегающий, мы сокращаем использование электроэнергии на собственные нужды за счет турбопривода питательного насоса.

Мой проект уменьшает расход электроэнергии на собственные нужды и увеличивает отпуск тепла на город.

4.1 Производственная безопасность

4.1.1 Промышленная санитария

Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N 21)

Показатели микроклимата производственных помещений, рабочих мест санитарным правилам.

Показатели характеристик микроклимата производственных помещений:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

Допустимые параметры микроклимата приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1-Допустимые параметры микроклимата

Период года	Категория работ по уровню энерготрат, Вт.	Температура воздуха, °С.		Температура поверхностей, °С.
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин	
Холодный	Ia (до 139)	20,0-21,9	24,1-25,0	19,0-26,0
	Iб (140-174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0
	IIa (175-232)	17,0-18,9	21,1-23,0	16,0-24,0
	IIб (233-290)	15,0-16,9	19,1-22,0	14,0-23,0
	III (более 290)	13,0-15,9	18,1-21,0	12,0-22,0
Теплый	Ia (до 139)	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0
	Iб (140-174)	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0
	IIa (175-232)	18,0-19,9	22,1-27,0	17,0-28,0
	IIб (233-290)	16,0-18,9	21,1-27,0	15,0-28,0
	III (более 290)	15,0-17,9	20,1-26,0	14,0-27,0

Продолжение таблицы 4.1

Период года	Категория работ по уровню энерготрат, Вт.	Относительная влажность воздуха, %.	Скорость движения воздуха, м/с.	
			для диапазона температур воздуха оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Ia (до139)	15-75	0,1	0,1
	Iб (140-174)	15-75	0,1	0,2
	IIa (175-232)	15-75	0,1	0,3
	IIб (233-290)	15-75	0,2	0,4
	III (более 290)	15-75	0,2	0,4
Теплый	Ia (до139)	15-75	0,1	0,2
	Iб (140-174)	15-75	0,1	0,3
	IIa (175-232)	15-75	0,1	0,4
	IIб (233-290)	15-75	0,2	0,5
	III (более 290)	15-75	0,2	0,5

Допустимые микроклиматические условия не оказывают нарушений или повреждений состояния здоровья в течении 8 - часовой рабочей смены, но могут привести к ухудшению самочувствия и снижению работоспособности.

При невозможности устранить неблагоприятное воздействие микроклимата из-за технологических требований к производственному процессу или экономической нецелесообразности считаются вредными или опасными. Для снижения неблагоприятного воздействия микроклимата используются: системы местного кондиционирования, воздушного душирования, перерывы в работе, спецодежда, средства индивидуальной защиты, помещения отдыха, дополнительный отпуск, сокращение рабочего времени.

4.1.2. Освещенность производственных помещений

По нормам СанПиН освещенность производственных помещений должна соответствовать нормам т.к. она один из важных факторов приводящий к снижению профессиональных заболеваний и травм. При соответствующей освещённости снижается утомляемость зрения, которая напрямую связана с качеством выполняемых работ и снижает риск травматизма.

Степень освещенности помещения рассчитывают специалисты исходя из установленных норм освещенности.

4.1.3. Системы вентиляции производственных помещений

Система состоит из технических средств которые создают правильный воздухообмен и удаляют избыточную влагу, вредные газы, излишнее тепло.

Создавая при этом благоприятный микроклимат в рабочих помещениях. Для создания в производственных помещениях продуктивной вентиляции учитывающей особенность помещения и производственных факторов (загазованность, температура) специалисты рассчитают и подбирают необходимый вид вентиляции.

Виды вентиляций:

- Аспирация. Удаление газов и пыли что образуются во время работы оборудования.
- Дымоудаление. Во время пожара убережёт от удушья угарным газом.
- Приточная - вытяжная вентиляция. Удаляет, очищает, а также насыщает очищенным воздухом производственные помещения.

4.1.4. Защита персонала от вредных воздействий производственной вибрации, шума.

Шум и вибрация ещё один из вредных факторов, воздействующих на персонал, работников ПСХ.

Часть рабочего времени рабочие находятся в отдельных помещениях за закрытыми дверьми. При обходе и подготовке к сдаче смены оборудования распределяется по очередности и по времени, а также используются средства индивидуальной защиты (беруши, наушники) для сокращения воздействия на работника вредных условий.

Результатом неблагоприятного действия шума и вибрации на рабочий персонал: снижается устойчивость ясного видения и острота зрения, нарушения вестибулярного аппарата и функций желудочно-кишечного тракта, повышается внутри черепное давление. В следствии нарушается восприятие информации, правильность работ и в результате качество работ падает и увеличивается риск травматизма на рабочем месте.

Устранение вредного воздействия шума на человека в производственных условиях достигается рядом мер, в соответствии с ГОСТ 12.1.003ССБТ:

- рациональное размещение оборудования;
- строительно-акустические мероприятия;
- экранирование площадок обслуживания оборудования;
- дистанционное управление шумным оборудованием;
- звукоизоляция рабочего места и оборудования;
- применение средств индивидуальной защиты;

4.2 Опасные факторы

4.2.1. Пожарная безопасность

Оборудование в котельной представляет пожарную опасность. В связи с этим разработаны организационные мероприятия, которые включают в себя:

- выбор ответственных, за пожарную безопасность в организации
- противопожарный режим в организации
- организацию хранения взрывчатых и горючих веществ в соответствии с требованиями безопасности

- обучение работников правилам пожарной безопасности
- разработка инструкций о мерах противопожарной безопасности для каждого взрывопожарного и пожарного участка
- недопущение посторонних лиц на объекты, где хранятся, используются, транспортируются взрывчатые вещества
- организацию пожарной охраны
- наличие первичных средств пожаротушения

Котельная имеет противопожарный трубопровод с установленными гидрантами на лестничных пролетах по 2 шт. и на каждом этаже здания по 3шт., а также огнетушители пенные и углекислотные на лестничных пролетах по 2шт. и на каждом этаже здания по 2шт., в электрощитовой дополнительные. В наличии ящики с песком и противопожарный щит с инвентарем (ведра, багор, лопата)

4.2.2 Электробезопасность

Требования электробезопасности направлены на охрану жизни и здоровья персонала от воздействия на них электрического тока, повышения надежности работы оборудования, исключает инциденты и аварии с электроустановками.

Опасные и вредные факторы воздействия электрического тока на человека:

- воздействие электрической дуги;
- поражение электрическим током;
- воздействие электромагнитного излучения;
- воздействие электростатического поля;

Средства индивидуальной электрозащиты персонала, обслуживающего электроустановки:

- изолирующие штанги
- изолирующие и электроизмерительные клещи
- указатели напряжения всех видов и классов
- бесконтактные сигнализаторы наличия напряжения

- изолированный инструмент
- Диэлектрические перчатки, боты, галоши, ковры, изолирующие костюмы, изолирующие подставки.

В наличии таблички предупреждающие

- указательные - под каким напряжением электроприборы, заземлено
- запрещающие - (не включать работают люди)
- предупреждающие - (не влезай убьет, стой - напряжение)
- разрешающие – (работать здесь)

Электротравмы по степени воздействия на человека

- 1- слабые, судорожные сокращения мышц;
- 2- судорожные сокращения мышц, потеря сознания;
- 3- потеря сознания, нарушение сердечной и дыхательной деятельности;
- 4- клиническая смерть, т.е. отсутствие дыхания и кровообращения.

4.2.3.Механизмы рабочего оборудования

Движущиеся части машин и механизмов - электроприводы, части работающих механизмов, вращающиеся валы, рабочие колеса дымососов и вентиляторов.

Для исключения травматизма используются ограждения, ограждающие поверхности, сигнальные стопы, концевые, средства контроля и защиты, предупреждающие знаки, проводятся инструктажи, наличие средств защиты работников от воздействия движущихся частей производственного оборудования, устройство ограждений трубопроводов, предохранительных клапанов, электросиловых кабелей и других элементов, повреждение которых может вызвать опасность, наличие устройств (ручек) для перемещения частей производственного оборудования, приспособлений и инструментов вручную при ремонтных и монтажных работах; исключение опасности, вызванной разрушением конструкций, элементов зданий.

4.2.4 Тепловые излучения и опасность термического ожога

В режиме работы котлов в котельном зале имеет место тепловое (инфракрасное) излучение. Источником теплового излучения являются котлы и трубопроводы.

Для снижения интенсивности теплового выделения и снижения вероятности термических ожогов по ГОСТ 12.4.123-83 «Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты от инфракрасных лучей. Общие технические средства» устанавливаются следующие меры безопасности:

- тепловая изоляция на трубопроводах и котлов, там где температура поверхностей более 45 °С.;
- ограждение мест, в районе которых сильное выделение тепла;
- вентиляция рабочих мест;
- применение спецодежды в соответствии нормам

В таблице 4.2 приведены допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела рабочих от производственных источников, в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96.

Таблица 4.2

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт. /м., не более
50 и более	35
25-50	70
Не более 25	100

4.3 Экологическая безопасность

4.3.1 Вредные выбросы

Концентрация золы в приземном слое меньше ПДК при сжигании обоих топлив, концентрация золы в дымовых газах меньше массовой

концентрации по нормативным удельным выбросам. Но второе топливо более экологично из-за меньших выбросов золы и меньшей концентрации.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под оперативной ликвидацией аварий следует понимать отделение поврежденного оборудования (участка сети) от энергосистемы, а также действия, имеющие целью:

- предотвращение развития аварии;
- устранение опасности для обслуживающего персонала и оборудования, незатронутого аварией;
- восстановление в кратчайший срок, в первую очередь в зоне поражения, питания наиболее ответственных потребителей;
- создание надежной послеаварийной схемы;
- выяснение состояния отключившегося во время аварии оборудования и возможности его включения в работу.

Что касается социальной и экологической роли котельной у которой износ оборудования составляет более 80 %. То замена топлива никак не окажет большую роль на экологичность котельной. Нужно комплексно менять все оборудование и устанавливать, высокоэффективные золоуловители. А золошлаковым отходам искать применение или делать строительные блоки из них, может быть удобрения или задействовать теплоту от химического недожога. Это все конечно очень трудозатратно, но менее затратно чем рекультивировать земли на золоотвалах. А нам с такой окружающей средой еще жить.

5 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

5.1 Золовое хозяйство пылеугольной ТЭС

Сжигание на электростанциях наименее качественного твердого топлива (с высокой теплотой сгорания, многозольного) приводит к большому выходу золошлаковых материалов.

Для сбора золы и шлака котельных установок, отпуска их потребителям, транспорта золошлаковых материалов внутри главного корпуса, на площадке ТЭС и за ее пределами, для складирования их в золоотвалах и предотвращения вредного воздействия последних на окружающую среду создаются системы золошлакоудаления, образующие золовое хозяйство тепловой электростанции. Системы золошлакоудаления должны быть допустимыми в экологическом и эффективными в технико-экономическом отношении.

В настоящее время на большинстве действующих электростанций зола и шлак удаляются гидравлическим способом и складировются на поверхности земли в золоотвалах. Наряду с определенными достоинствами – полная механизация процесса золошлакоудаления и возможность транспортировки на большие расстояния – этому способу присущ целый ряд недостатков. К основным из них относятся большой расход воды на транспортировку золы и шлака, изъятие больших площадей земли под золоотвалы, попадание загрязненных сточных вод системы ГЗУ в водоемы.

Для осветления сточной воды золоотвалов до состояния, позволяющего использовать ее в оборотном водоснабжении системы ГЗУ ТЭС, на золоотвалах устраивают отстойные пруды, в которых должен быть объем воды, необходимый и достаточный для восполнения возможных потерь из системы ГЗУ.

5.2 Очистка и удаление дымовых газов в атмосферу

Современный этап научно-технической революции характеризуется широким вовлечением в сферу человеческой деятельности всех основных

ресурсов оболочки Земли. В таблице 12 приведены данные о загрязняющих выбросах веществ в мировом масштабе в атмосферу в целом и в том числе в результате человеческой деятельности (антропогенных).

Как видно из таблицы 15, по большинству веществ (твердые частицы, оксиды серы и углерода) антропогенные выбросы оказываются соизмеримыми с естественными выбросами соответствующих веществ, а в некоторых случаях превосходят их. Из последней графы следует, что из общих антропогенных выбросов на долю энергетики приходится около 20-30 %.

Таблица 5.1

Ежегодное количество примесей, поступающие в атмосферу Земли

Вещество	Загрязняющие выбросы			
	суммарные, Гт/год	в том числе антропогенные		
		всего		В том числе от энергетики
		%	Гт/год	
Твердые частицы	3 - 5,5	15 – 50	1 – 2,6	0,1 – 0,5
Оксиды серы	0,25 – 0,35	25 – 55	0,1 – 0,15	0,01 – 0,1
Оксиды азота	1, 2 – 1,5	3 – 6	0,04 – 0,08	0,015 – 0,025
Оксид углерода	0,3 – 0,38	60 – 90	0,2 – 0,35	0,02 – 0,04
Диоксид углерода	70 – 150	15 – 30	15 – 25	1 – 5

На рисунке 5.1 показаны основные источники выбросов вредных веществ ТЭС, оказывающих влияние на состояние атмосферы в районе ее расположения. Потребляя огромное количество топлива и воздуха, котельная установка ПК выбрасывает в атмосферу через дымовую трубу ДТ продукты сгорания, содержащие оксиды углерода CO_x , сернистый ангидрид SO_2 , оксиды азота NO_x .

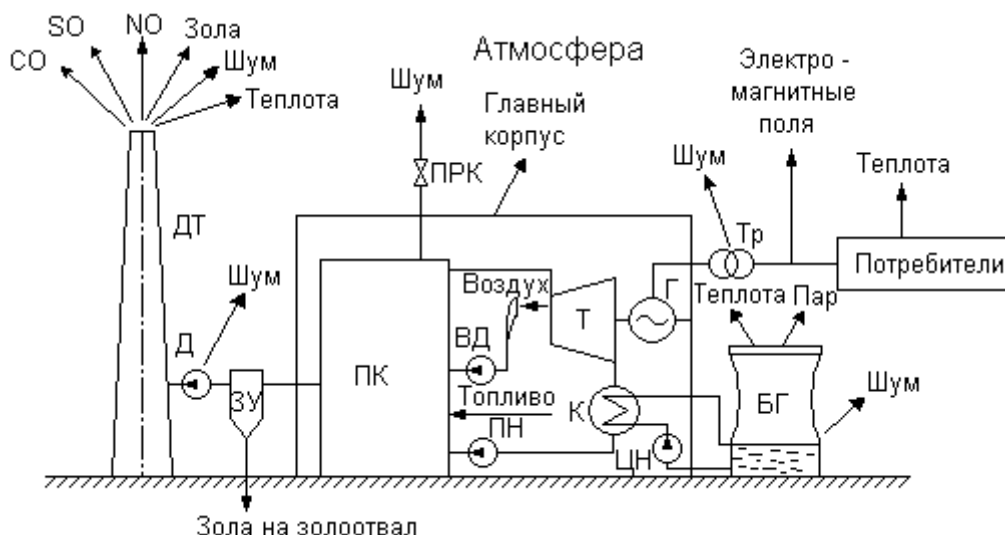


Рисунок 5.1- Схема взаимодействия ТЭС с атмосферой

Основное количество углерода выбрасывается в форме CO_2 и не относится к числу токсичных компонентов, но в глобальном масштабе может оказывать некоторое влияние на состояние атмосферы и даже климат планеты. Оксид углерода CO является токсичным компонентом, однако при рационально построенном процессе горения в топке парового котла он содержится в незначительном количестве.

Главными компонентами, определяющими загрязнение атмосферы в районе расположения ТЭС, является сернистый ангидрид SO_2 и оксиды азота NO и NO_2 . В топочной камере образуется в основном монооксид азота. Однако при движении в атмосфере происходит частичное доокисление, вследствие чего расчет обычно ведут на более токсичный диоксид азота.

Следующим важным компонентом, загрязняющим атмосферу в районе расположения ТЭС, работающих на твердых топливах, является летучая

зола, не уловленная в золоуловителе ЗУ. Уловленная зола направляется на золоотвал, на сооружение которого отводится значительная часть полезной территории, причем в процессе хранения золы некоторая ее часть уносится в атмосферу (пыление золоотвалов). Поступление пыли в атмосферу может наблюдаться также со складов твердого топлива.

В атмосферу поступает вся теплота, внесенная топливом либо на самой ТЭС, либо у потребителей энергии. Главная часть (около 50%) теплоты топлива удаляется через охлаждающие устройства циркуляционной воды (БГ – башенная градирня). В случае прямоточного водоснабжения теплота с циркуляционной водой сбрасывается в гидросферу (реки, озера); 5 – 7 % теплоты удаляется с дымовыми газами из дымовой трубы. Остальное количество теплоты выделяется у потребителей электроэнергии и теплоты.

В районе расположения крупной ТЭС в воздушный бассейн попадают шумы в основном от источников, расположенных на открытом воздухе. Сюда относятся периодические сбросы пара через предохранительные клапаны ПРК, постоянный шум от повышающих трансформаторов Тр, градирен. Особенно вреден шум от осевых дымососов Д, который может распространяться на большой район из устья дымовой трубы ДТ.

На окружающую среду могут оказывать некоторое влияние электромагнитные поля высоковольтных линий электропередачи между ТЭС и потребителями электроэнергии.

Минздравом установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе, которые являются практически безвредными для людей, животных, растительности (таблица № 5.2).

Таблица 5.2

Предельно допустимые концентрации некоторых (мг/м³) вредных веществ в атмосферном воздухе населенных мест (извлечения из ГН 2.1.6695-98)

Вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³	
	Максимальная разовая	Среднесуточная
Пыль нетоксичная	0,50	0,15
Сернистый ангидрид	0,50	0,05
Диоксид азота	0,085	0,085
Оксид углерода	3,0	1,0
Ванадия пентаоксид	—	$2 \cdot 10^{-3}$
Бенз(а)пирен	—	$1 \cdot 10^{-5}$

5.3 Основные принципы золоулавливания

Вследствие того, что частицы золы уноса являются твердыми (в отличие от прочих газообразных продуктов сгорания), их выделение из потока может быть осуществлено физическими методами. Наибольшее распространение в энергетике получили методы инерциального отделения и отделения заряженных частиц в электростатическом поле.

Циклонные золоуловители. В циклонных (инерционных) золоуловителях отделение твердых частиц осуществляется вследствие возникновения центробежных сил при движении пылегазового потока по кольцевому каналу.

Для достижения степени улавливания на уровне 0,88 – 0,90 диаметр циклона принимается возможно меньшим ($D=0,25 - 0,5$ м). Поэтому для пропуска больших объемов газов после паровых котлов устанавливают

батареинные циклоны, состоящие из сотен циклонов, в каждый из которых попадает соответствующая часть общего пылегазового потока.

Мокрые золоуловители. Недостатком работы сухих циклонов является возможность вторичного захвата осевшей на их стенках золы, что снижает эффективность работы аппарата. Простейшим методом предотвращения вторичного уноса со стенок является смачивание их стекающей пленкой воды. В этом случае практически все золовые частицы, достигшие стенок, удаляются вместе с водой в золовой бункер.

Электрофильтры. Степень улавливания золы в электрофильтре возрастает с ростом эффективной напряженности электрического поля и падает с увеличением скорости дымовых газов. Эффективная напряженность электрического поля определяется свойствами пылегазового потока.

Эффективная напряженность электрического поля, а следовательно, скорость дрейфа и кинематический параметр связаны с удельным электрическим сопротивлением.

На степень улавливания большое влияние оказывает скорость газов, причем в отличие от циклонных золоуловителей степень улавливания золы в электрофильтрах растет с уменьшением скорости. Поэтому для углей с высоким УЭС золы приходится принимать малые скорости газового потока ($u=1 - 1,2$ м/с), а для прочих топлив $u=1,6 - 1,8$ м/с. Низкие скорости газов требуют установки электрофильтров очень большого поперечного сечения, что ведет к большим расходам металла и высоким капитальным затратам. Электрофильтры, как и механические золоуловители, лучше улавливают крупные частицы золы, однако зависимость их работы от диаметра частицы меньше, чем у циклонных золоуловителей.

Тканевые фильтры. В настоящее время в энергетике получают применение тканевые фильтры, применявшиеся ранее в других отраслях промышленности для улавливания пыли. Фильтрация осуществляется через гибкую ткань, выполняемую из тонких нитей (диаметр нитей около 100 –

300 мкм). Ткань имеет цилиндрическую форму, поэтому фильтры получили название рукавных. С помощью тканевых фильтров можно получить очень высокую степень улавливания – более 99%. Длительность работы ткани составляет 1 – 3 года.

5.4 Снижение выбросов оксидов серы и азота

Очистка от соединений серы. Для снижения выбросов серы существуют два подхода: очистка от соединений серы продуктов сгорания топлива или удаление серы из топлива до его сжигания.

Подавление образования оксидов азота. Оксиды азота могут образовываться в процессе горения в топках мощных паровых котлов при высоких температурах в ядре факела.

Большинство мероприятий по подавлению образования оксидов азота связано со снижением температуры в ядре зоны горения. К числу таких мероприятий относятся следующие:

1) рециркуляция дымовых газов с помощью специального дымососа, забирающего дымовые газы после экономайзера и подающего их в топку. Подмешивая приблизительно 20% дымовых газов, удастся снизить концентрацию NO на 40%;

2) двухстадийное сжигание топлива, когда в нижний пояс горелочных устройств подается все топливо и часть воздуха, необходимого для сжигания (0,8 – 0,9 теоретически необходимого количества). При этом происходит частичная газификация топлива при пониженной температуре в ядре факела по сравнению с полным сжиганием. Далее в верхний пояс подается остальное количество воздуха для дожигания продуктов неполного горения, однако температура при этом возрастает не сильно;

3) ввод воды вместо пара в мазутные форсунки в количестве 8 – 10 % массы топлива позволяет уменьшить концентрацию оксидов азота на 20 – 30 %;

4) существенно снижается образование оксидов азота при низких избытках воздуха.

5.5 Шум от энергоустановок и мероприятия по его снижению

Поскольку звук распространяется прямолинейно, то исключительное значение имеет высота расположения источника над уровнем земной поверхности. Чем выше расположен источник звука, тем на больший район вокруг ТЭЦ он может оказывать воздействие. Охлаждаемая поверхность градирни, трансформаторы, газораспределительные устройства располагаются сравнительно низко; их влияние ограничивается зданиями, расположенными в непосредственной близости от них. Для снижения вредного воздействия от шума этих устройств бывает достаточно установить экранирующую звук стенку вблизи источника. Сложнее обстоит дело с борьбой против шума из высотных источников.

Высокое значение звуковой мощности имеют место у газотурбинных установок, получающих все большее распространение в качестве агрегатов, снимающих суточные пики электрической нагрузки. Наибольшие звуковые давления порядка 140 дБ возникают на входе в ГТУ со стороны установки воздушных компрессоров. Поэтому в месте забора воздуха устанавливаются шумоглушители.

5.6 Удаление дымовых газов в атмосферу

Определение размеров труб. Весьма ответственным устройством в системе охраны биосферы от вредных выбросов ТЭС являются газоотводящие устройства – дымовые трубы. Для того, чтобы не были превышены концентрации вредностей на уровне дыхания, соответствующие значениям, приведенным в табл.5.3, требуется уменьшение концентраций вредностей в дымовых газах на четыре порядка (примерно в 10 тыс. раз). Такую степень очистки дымовых газов по оксидам серы, в частности, нельзя

обеспечить ни одним известным способом: лучшие сероулавливающие установки могут обеспечивать снижение концентрации лишь в 10 – 20 раз.

Таблица 5.3

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны по ГОСТ 12.1.005-88(извлечение).

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства	Класс опасности
Азота диоксид	2	П	3
Ангидрид сернистый (диоксид серы)	1	А	2
Водород пористый (в пересчете на фтор)	0,5/0,1	П	1
Медь	1/0,5	П	2
Оксид углерода	20	П	4

Условные обозначения: П-пары, А-аэрозоль.

Поэтому природоохранные мероприятия в отношении уменьшения концентраций токсичных веществ, включают две обязательные стадии – очистка в возможных пределах дымовых газов в газоочистных устройствах ТЭС и последующее рассеивание остаточных вредностей за счет турбулентной диффузии в больших объемах атмосферного воздуха.

Заключение: исследование на тему «Замена электропривода питательного насоса энергоблока Т-180/210-12,7 на турбопривод» позволит в работе энергоблока в случае максимальной потребности в тепле и электроэнергии маневренно это удовлетворить. А так как не нужно увеличивать нагрузку котла это еще будет и экологически благоприятно для окружающей среды нашего города. Предприятие должно стремиться, на мой взгляд не только к защите окружающей среды, но и развитию персонала. Ведь в нашем городе растут наши дети, а сотрудник, которого мотивируют и о котором заботятся, будет всегда относиться к своей работе с «особой эффективностью», а это скажется на эффективности станции. Это на мой взгляд социальная значимость реконструкции блока.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эффективность турбопривода на энергоблоках 150 - 200 МВт более однозначна, поскольку блочная компоновка снимает ряд ограничений по гидравлическому режиму работы питательного насоса. Снижение электрических собственных нужд за счет регулирования оборотов с помощью ТПН на режимах разгрузки турбины составляет до 750 - 950 кВт, что соответствует экономии топлива до 2600 – 3000 т.у.т./год (в зависимости от типа питательного насоса), в том числе дорогостоящего высокореакционного топлива. Внедрение турбопривода на энергоблоках 150 - 200 МВт позволит обеспечить следующие преимущества:

- благодаря блочной компоновке обеспечивается возможность изменения в широких пределах производительности и напора питательного насоса путем регулирования числа его оборотов при значительном уменьшении энергопотребления;
- обеспечивается эксплуатационная маневренность блока при покрытии широкого диапазона возможных нагрузок;
- возможность работы энергоблока на скользящих параметрах, что в комплексе с корректировкой парораспределения приводит к увеличению электрической мощности основной турбины и экономичности энергоблока в целом. Работа блока на скользящих параметрах с пониженным давлением и температурой благоприятно сказывается на состоянии металла, сроке службы и надежности элементов котла и турбины;
- возможность обеспечения собственных нужд в паре определенных параметров выхлопным паром турбопривода. При этом выводятся из работы неэкономичные РОУ, приводящие к недовыработке электроэнергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рихтер М. Регулируемые приводы УоИН в электростанциях комбинированного типа и магистральных газопроводах / М. Рихтер, В. Б. Иванов /У Восточно-Европейский журнал передовых технологий, 2010.- № 3/3 (45), С. 57-59.
2. Фаткуллин Р.М. Об экономической эффективности применения регулируемого привода на питательных насосах ТЭЦ с поперечными связями / Р.М.Фаткуллин, О. В. Зайченко, В.Э. Кремер// Энергетик, 2004. - №4 , С. 9-11.
3. Фардиев И.Ш. О целесообразности и опыте применения гидромуфт на вспомогательном оборудовании ТЭС с поперечными связями / И.Ш.Фардиев, А.А. Салихов, Р.М.Фаткуллин // Энергетик, 2004. -№ 5 .-С . 15-18.
4. Ситас В.И. Применение регулируемых гидромуфт для уменьшения расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций / В.И. Ситас, А. Пёшк, Р. М. Фаткуллин // Электрические станции, 2003. - №2. - С. 61 - 65.
5. Лазарев Г.Б. Частотно-регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок - эффективная технология энерго- и ресурсосбережения на тепловых электростанциях / Г.Б. Лазарев //Силовая электроника, 2007. -№ 3. - С. 41 - 48.
6. Гринман М.И. Пути увеличения тепловой и электрической мощности ТЭЦ / М.И. Гринман, В. А. Егоров, С.Л. Ушаков, А.А. Плахин /У Сборник докладов всероссийской конференции «Реконструкция энергетики - 2009».
7. Гринман М.И. Турбопривод для питательных насосов ТЭЦ / М.И. Гринман, В.А. Егоров, С. А. Ушаков, А.А. Плахин // Новости теплоснабжения, 2009. - №5. - С. 51 - 53.
8. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций. С. -М: Энергоатомиздат, 1989.

9. Плетнев Г.П. Автоматизированное управление объектами тепловых электростанций. -М: Энергоиздат, 1981.
10. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. -М: Энергоатомиздат, 1987.
11. Нормативный метод. Тепловой расчет котельных агрегатов. -М: Энергия, 1973.
12. Справочник. Вибрация энергетических машин. -Л: Энергия. 1994.
13. Р. Мэнли. Анализ и обработка защит колебаний. -М: Машиностроение. 1972.
14. Рунов Б.Т. Исследование и устранение вибрации паровых турбоагрегатов. - М:Энергия. 1982.
15. Методическое пособие по курсу “Охрана природы” для студентов специальности 10.05 – “ТЭС”/ В.А.Золоторёва, Н.Б.Карницкий, В.А.Чиж.- Мн.:БГПА, 1990г.
16. Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин “Электрооборудование станций и подстанций”: Учебник для техникумов.3-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1987.
17. Грунтович Н.В. О результатах диагностирования энергетического оборудования на тепловых электростанциях.
18. Российская программа "Энергосбережение".
19. 1.104.100.0000 ТКП Реновация турбины ПТ-60-90/13 ст.№5 Филиал ОАО «ОГК-2» – Красноярская ГРЭС-2
20. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей. РД 34.03.201-97
21. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети.
22. СНиП 2.04.05-91* Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
23. СНиП 23-01-99* Строительная климатология.